



Contributions à la co-optimisation contrôle-dimensionnement sur cycle de vie sous contrainte réseau des houlogénérateurs directs

Thibaut Kovaltchouk

► To cite this version:

Thibaut Kovaltchouk. Contributions à la co-optimisation contrôle-dimensionnement sur cycle de vie sous contrainte réseau des houlogénérateurs directs. Autre. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2015. Français. NNT : 2015DENS0033 . tel-01206269

HAL Id: tel-01206269

<https://theses.hal.science/tel-01206269>

Submitted on 15 Oct 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE DE DOCTORAT
DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

présentée par

Thibaut Kovaltchouk

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

Domaine : Électronique - Électrotechnique - Automatique

**Contributions à la co-optimisation
contrôle-dimensionnement sur cycle de vie sous
contrainte réseau des houlogénérateurs directs**

Soutenue le 9 juillet 2015 à Bruz devant le jury composé de :

M. Mohamed BENBOUZID , Professeur des universités, LBMS, Brest	Président
Mme Delphine RIU , Professeur des Universités, G2Elab, Grenoble	Rapporteur
M. Jean-Michel VINASSA , Professeur des Universités, IMS, Bordeaux	Rapporteur
M. Aurélien BABARIT , Ingénieur de recherche, École Centrale de Nantes, Nantes	Examineur
M. Judicaël AUBRY , Enseignant-chercheur, ESTACA, Laval	Co-encadrant
Mme Muriel PRIMOT , Maître de Conférences, Université de Nantes, Nantes	Co-encadrante
M. Hamid BEN AHMED , Maître de Conférences HDR, ENS Rennes, Bruz	Co-directeur de thèse
M. Bernard MULTON , Professeur des Universités, ENS Rennes, Bruz	Directeur de thèse

Résumé

Les travaux de thèse traitent de la minimisation du coût du kWh par houlogénération directe à chaîne électrique directe, enjeu crucial pour la viabilité économique de cette technologie. Malgré la simplicité d'une telle chaîne, le principe de conversion, utilisant un système oscillant, induit des fluctuations importantes de la puissance produite. Sans précautions, ces fluctuations peuvent mener à une faible efficacité de la récupération globale, à un vieillissement accéléré en cyclage des composants fragiles de la chaîne électrique ainsi qu'à un non-respect des contraintes réseau.

Pour résoudre ces problèmes, nous optimisons tout d'abord le contrôle (en particulier MPC) de la récupération d'énergie pour des houlogénérateurs directs afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale en considérant les pertes de conversion ainsi que les limites en effort et en puissance d'une chaîne réelle.

Les profils de production sont ensuite analysés vis-à-vis de la contrainte de flicker liée notamment aux caractéristiques du réseau au point de raccordement. En outre, des modèles ont été mis en place pour quantifier le vieillissement des composants les plus fragiles et fortement sollicités, à savoir le système de lissage d'énergie (supercondensateurs ou batteries électrochimiques Li-ion) et les semiconducteurs de puissance.

Pour finir, les modèles de vieillissement précédents sont mis en oeuvre pour effectuer des dimensionnements sur cycle de vie des semiconducteurs du redresseur actif et du système de stockage d'énergie grâce à une co-optimisation de leurs paramètres de dimensionnement et du contrôle du système de lissage.

Mots-clés : Houlogénération, Entraînement direct, Optimisation, Stockage d'énergie électrique, Lissage, Effets d'agrégation, Stratégie de contrôle optimisée, Contrôle prédictif, Principe du maximum de Pontryagin, Flicker, Vieillissement, Fiabilité, Semiconducteurs de puissance, Supercondensateurs, Li-ion de puissance, Dimensionnement sur cycle de vie.

Abstract

*Contribution to the sizing-control co-optimization
over life cycle under grid constraint
for direct-drive wave energy converters*

The work of this PhD thesis deals with the minimization of the per-kWh cost of direct-drive wave energy converter, crucial to the economic feasibility of this technology. Despite the simplicity of such a chain (that should provide a better reliability compared to indirect chain), the conversion principle uses an oscillating system (a heaving buoy for example) that induces significant power fluctuations on the production. Without precautions, such fluctuations can lead to : a low global efficiency, an accelerated aging of the fragile electrical components and a failure to respect power quality constraints.

To solve these issues, we firstly study the optimization of the direct-drive wave energy converter control in order to increase the global energy efficiency (from wave to grid), considering conversion losses and the limits from the sizing of an electrical chain (maximum force and power). The results point out the effect of the prediction horizon or the mechanical energy into the objective function.

Production profiles allow the study of the flicker constraint (due to grid voltage fluctuations) linked notably to the grid characteristics at the connection point. Other models have also been developed to quantify the aging of the most fragile and highly stressed components, namely the energy storage system used for power smoothing (with supercapacitors or electrochemical batteries Li-ion) and power semiconductors.

Finally, these aging models are used to optimize key design parameters using life-cycle analysis. Moreover, the sizing of the storage system is co-optimized with the smoothing management.

Keywords: Direct Wave Energy Converter, Direct drive mechanism, Optimization, Energy Storage, Power output smoothing, Aggregation effect, Optimized rule-based control, Model Predictive Control, Pontryagin's maximum principle, Flicker, Aging models, Reliability, Power semiconductor device, Supercapacitors, Power Li-ion batteries, Life cycle sizing.

Remerciements

Ce manuscrit est le résultat de trois années de travaux de recherche, fruits de la collaboration entre trois laboratoires : le SATIE, le LHEEA, l'IRCCyN, ainsi que le syndicat d'énergie de Vendée (SyDEV), dans le cadre du projet ANR QUALIPHE. Je souhaiterais donc remercier ces institutions et les hommes et femmes qui sont derrière. On peut ainsi citer le directeur du laboratoire SATIE, Pascal LARZABAL ainsi que le responsable du pôle CSEE de ce laboratoire François COSTA, également délégué aux thèses dans les domaines de l'EEA pour l'EDSP. On peut mentionner les ingénieurs de recherche du laboratoire LHEEA, François RONGÈRE, Alain CLÉMENT et Aurélien BABARIT, ce dernier ayant accepté d'être membre du jury. Sans oublier le rapporteur de notre projet auprès de l'ANR, Benoît ROBINS, ainsi que l'animateur du programme PROGELEC Romain MÉTAYÉ et le responsable de ce même programme Hervé MOREL.

Je remercie ensuite l'ensemble des membres de mon jury de thèse, et plus particulièrement les deux rapporteurs de mon manuscrit, Delphine RIU et Jean-Michel VINASSA, dont le regard extérieur sur mes travaux a été apprécié. Je souhaite également remercier Mohamed BENBOUZID pour avoir accepté de présider ce jury.

Cette thèse a été l'occasion d'échanger avec des experts sur les différentes problématiques, ce qui a été riche en enseignement. Je remercie donc Madeleine CARLIER et Geraud RIAS du département MIRE d'EDF R&D, et Régis LE DREZEN de ERDF, contactés dans le cadre d'une sous-traitance pour le projet QUALIPHE, Joerg BERNER de la branche semiconducteurs d'ABB, contacté sur les modèles de fatigues thermiques. Je tiens tout particulièrement à remercier Pascal VENET pour son aide et son expertise sur les systèmes de stockage d'énergie électrique ainsi que Sara ARMSTRONG et Judy REA pour leur accueil durant six semaines au sein du HMRC (MaREI) à Cork.

Mes plus vifs remerciements vont aux collègues du département Mécatronique de l'ENS Rennes, qui, après m'avoir formé pendant mes quatre années de scolarité, m'ont accueilli comme un collègue pendant ces trois années de thèse et de mission d'enseignement. Dans ce cadre, je remercie Sébastien HAMONIC, technicien au sein du département, qui m'a aidé pour les projets, les travaux pratiques et les expérimentations. Je remercie également tous les personnels de l'école avec qui j'ai vécu ces trois années dans les meilleures conditions.

Il a été particulièrement agréable d'enseigner auprès des étudiants du département, qui, pour certains, sont déjà devenus des collègues chercheurs. Dans ce cadre, je remercie plus particulièrement Pierre VIOLET pour son stage autour du banc d'essai, ainsi que Kevin AUDOUX et Simon ROULAND pour leur mini-projet.

→

Remerciements

L'ambiance dans les couloirs et la cafétéria a toujours été particulièrement agréable, notamment grâce à la présence de Pierre DIDIER, Pierre HAESSIG, Roman LE GOFF LATIMIER, Coralie GERMAIN et Anne BLAVETTE. Les échanges et discussions ont été nombreux et enrichissants que ce soit sur le plan scientifique ou humain. Citons plus particulièrement mes cobureaux successifs : Mohamed TRABELSI, puis Abdallah DARKAWI, en postdoctorat au sein de l'équipe sur les sujets des énergies marines.

Je tiens à remercier l'ensemble vocal du Diapason, qui m'a permis, pendant ces deux dernières années, de me changer les idées chaque mardi soir. L'accueil a été bienveillant et chaleureux.

Enfin, mes plus grands remerciements vont à mes encadrants Alain GLUMINEAU puis Muriel PRIMOT, Judicaël AUBRY et, bien sûr, mes deux co-directeurs de thèse Hamid BEN AHMED et Bernard MULTON. La confiance offerte par mon équipe encadrante a permis une ouverture de cette thèse sur des aspects scientifiques multiples, mais toujours complémentaires, et je les en remercie.

Je termine en remerciant ma famille, plus particulièrement mes parents, pour leur soutien sans faille, et l'éveil à la curiosité, l'éducation et la pédagogie qu'ils ont su m'insuffler.

Table des matières

1	Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe	13
1.1	Houlogénération : Ressources et technologies	13
1.1.1	Houles et vagues	13
1.1.2	Ressource énergétique de la houle	14
1.1.3	Technologies de la houlogénération	15
1.1.4	Exemples de projets	20
1.2	Houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe : état de l'art et positionnement	23
1.2.1	Spécificités	23
1.2.2	Contrôle et optimisation de la récupération	25
1.2.3	Conception de la génératrice électrique	26
1.2.4	Vieillessement des convertisseurs de puissance	26
1.2.5	Intégration au réseau	26
1.2.6	Lissage de la production par du stockage d'énergie	27
1.2.7	Architecture et dimensionnement des câbles d'une ferme	28
1.3	Problématiques, verrous et contributions	29
1.3.1	Problématique : minimisation du coût de l'énergie produite	29
1.3.2	Verrous, difficultés et contributions de cette thèse	31
2	Modélisation et optimisation de la récupération	33
2.1	Cadre de l'étude	33
2.2	Modélisation de la dynamique d'un houlogénérateur direct : exemple de la bouée pilonnante	35
2.2.1	Bilan des efforts mécaniques et principe fondamental de la dynamique	36
2.2.2	Représentation dans l'espace d'état	36
2.2.3	Représentation énergétique de la bouée pilonnante	38
2.2.4	Modélisation de l'excitation suivant les états de mer	40
2.2.5	Efficacité du contrôle	41
2.3	Maximisation de la récupération	42
2.3.1	Problématique posée par le contrôle	42
2.4	Optimisation d'un contrôle paramétré : masse - ressort - amortisseur	44
2.4.1	Présentation du problème à résoudre	44
2.4.2	Impédance mécanique de la bouée et du contrôle	44
2.4.3	Optimisation dans le cas monochromatique	45
2.4.4	Optimisation dans le cas polychromatique	48
2.5	Contrôle de type MPC, contraint par une chaîne électrique, utilisant un modèle énergétique	51

Table des matières

2.5.1	Présentation du problème à résoudre	51
2.5.2	Mise en place et résolution du problème MPC	55
2.5.3	Résultats	59
2.6	Conclusion de ces études et perspectives directes	64
3	Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance	67
3.1	Objectifs des modélisations	67
3.2	Insertion au réseau : flicker et application	68
3.2.1	Flicker et flickermètre	68
3.2.2	Hypothèses et modèle de la ferme houlogénératrice réalisée à partir de plusieurs technologies	72
3.2.3	Résultats	75
3.2.4	Solutions et actions compensatrices	78
3.3	Modélisations énergétique et du vieillissement du stockage	82
3.3.1	Modélisation des supercondensateurs	82
3.3.2	Modélisation des batteries Lithium-ion de puissance	90
3.4	Modélisation du vieillissement des semi-conducteurs de puissance	92
3.4.1	Modélisation des pertes	94
3.4.2	Modélisation thermique	95
3.4.3	Modèle de vieillissement en cyclage des semi-conducteurs de puissance	97
3.5	Conclusion de ces études et perspectives directes	101
4	Optimisation de la gestion et du dimensionnement sur cycle de vie	105
4.1	Introduction	105
4.2	Dimensionnement fiabiliste des semi-conducteurs de puissance	107
4.2.1	Obtention des profils des courants	107
4.2.2	Obtention des profils de températures	108
4.2.3	Détermination de la durée de vie des semi-conducteurs de puissance	109
4.2.4	Évaluation de la durée de vie de l'ensemble des semi-conducteurs de puissance sur un site marin donné	110
4.3	Gestion du stockage sous contrainte de flicker	111
4.3.1	Modélisation pour la gestion du stockage	111
4.3.2	Loi de gestion paramétrée	113
4.3.3	Contrainte et fonction objectif de la loi de gestion	118
4.3.4	Comparaison entre gestion centralisée et décentralisée	119
4.4	Dimensionnement sur cycle de vie du système de stockage	122
4.4.1	Prise en compte des incertitudes des modèles de vieillissement : nombre de remplacements stochastique	122
4.4.2	Détermination du coût sur cycle de vie	123
4.4.3	Comparaison des coûts sur cycle de vie entre supercondensateurs et batteries lithium-ion de puissance	124
4.4.4	Comparaison des gestions centralisée et décentralisée	126
4.5	Conclusion	128

5	Bilan, suites et perspectives	131
5.1	Bilan	131
5.2	Poursuite des travaux en cours	135
5.3	Perspectives générales	135
A	Présentation du houlogénérateur SEAREV	139

Chapitre 1

Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

1.1 Houlogénération : Ressources et technologies

1.1.1 Houles et vagues

La houle et les vagues sont des sous-produits des mouvements atmosphériques d'air (vents), qui résultent eux-mêmes de l'énergie solaire reçue par notre planète (cf. figure 1.1). Cette ressource énergétique est renouvelable, avec une conversion dont les impacts environnementaux sont potentiellement réduits, en particulier en termes d'émissions de gaz à effet, d'épuisement des ressources, ou encore de risques sanitaires.

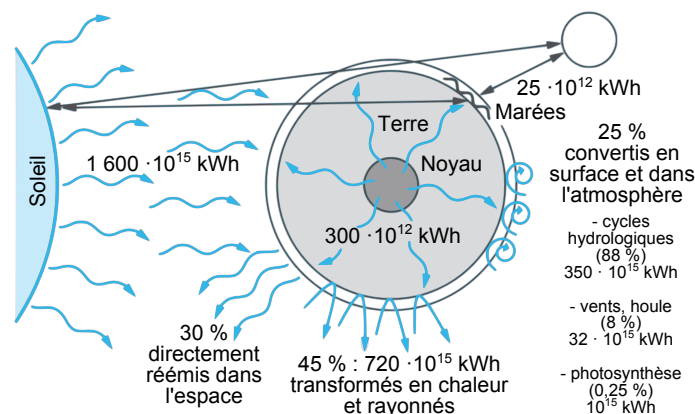


FIGURE 1.1 – Flux annuels de ressources renouvelables sur la Terre (consommation d'énergie primaire de l'humanité en 2013 : $160 \cdot 10^{12}$ kWh) [1]

Des différences de températures apparaissent au niveau du globe terrestre, liées essentiellement à la rotation et à l'inclinaison du globe terrestre (avec une périodicité journalière et annuelle) ainsi qu'aux inerties thermiques des océans, des terres émergées et des masses d'air atmosphérique. Ces différences de températures sont notamment à l'origine du vent, qui, en soufflant sur la surface libre des mers et océans, provoque des ondulations qui s'amplifient jusqu'à devenir des vagues.

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

Du point de vue physique, ces vagues sont des ondes de gravité de surface océaniques, correspondant donc à une énergie déplacée sous forme d'énergie potentielle de gravité (élévation de la surface) et d'énergie cinétique (vitesse des molécules). Ces deux formes d'énergie étant liées à la masse d'eau, certains auteurs [2] parlent alors, grâce à la densité importante de l'eau, d'une forme concentrée d'énergie solaire : la puissance volumique étant alors plus importante que pour l'éolien ou le solaire, mais il s'agit d'un critère parmi beaucoup d'autres.

Les trains de vagues engendrées localement constituent la *mer du vent* (vagues formées par un champ de vent local, *wind waves* en anglais). Une fois créées, ces ondes peuvent voyager, en pleine mer, sur des milliers de kilomètres avec très peu de pertes énergétiques. Ainsi, ces ondes s'éloignent de l'endroit où elles ont été générées, et ce, même en l'absence de vent : il s'agit alors de *houle* (vagues formées par un champ de vent éloigné, *swell* en anglais). L'état de la surface libre à un endroit donné résulte donc de la combinaison de la *mer du vent* et de la *houle*.

Ainsi la description de la surface libre est complémentaire, à un endroit donné, à la connaissance du vent, en particulier pour la navigation maritime. L'état de mer correspond à cette description de la surface d'une large quantité d'eau à un certain endroit et à un certain moment. Il est quantifié le plus souvent par des données statistiques sur la hauteur (amplitude crête à crête), la période et la directionnalité des vagues, car le champ de houle réel est à la fois multidirectionnel et multi-fréquentiel. On parle ainsi de houle irrégulière pour faire la distinction avec le cas théorique d'une houle régulière, mono-directionnelle et mono-fréquentielle. La description statistique permet de définir des conditions pseudo-stationnaires à l'échelle de l'heure [3], généralement sur une année entière supposée contenir les effets saisonniers, et décrire ainsi l'état de la surface à l'aide d'un spectre fréquentiel.

Pour faire ces observations, plusieurs moyens peuvent être utilisés : des bouées houlographes (bouées équipées d'accéléromètres), des capteurs P-U-V (mesure de la pression et du courant suivant 2 directions) ou l'altimétrie par radar, voire par satellite [3].

1.1.2 Ressource énergétique de la houle

La houle comme ressource primaire pour extraire de l'énergie électrique (houlogénération) se range dans la famille des énergies marines renouvelables (EMR), avec qui elle partage un certain nombre de problématiques et de contraintes. Outre la houlogénération, on trouve dans cette famille :

- la production marémotrice (*tidal power*) ;
- la production hydrolienne (*marine current power*) ;
- la conversion de l'énergie thermique des mers (*ocean thermal energy conversion*) ;
- la récupération de l'énergie osmotique (*osmotic power*).

On retrouve aussi, suivant les cas, l'éolien offshore, avec des technologies posées ou flottantes. Bien que les concepts de récupérations ne soient pas directement liés à l'environnement marin, des verrous technologiques communs peuvent apparaître suivant les cas.

Parmi les avantages cités pour les énergies marines renouvelables comparativement à d'autres sources d'énergies renouvelables (solaire photovoltaïque et éolien en particulier), il est souvent question de conflits d'usages a priori moins forts sur l'utilisation de l'espace marin par rapport à l'espace terrestre (moindre gêne visuelle ou sonore pour les riverains, moindre conflits avec les usages agroalimentaires).

Plusieurs études ont cherché à quantifier la ressource énergétique primaire exploitable de la houle [4]–[6]. Suivant les hypothèses retenues (notamment la distance à la côte limite), les chiffres peuvent varier de 20 à 30 PWh/an, potentiel non négligeable comparé aux 160 PWh/an de consommation humaine d'énergie primaire.

Mais la prise en compte de contraintes technico-économiques relativise ce chiffre en estimant entre 800 et 2 000 TWh/an l'énergie électrique possiblement récupérable [6], [7], à comparer aux 22 000 TWh/an de production mondiale actuelle.

La ressource primaire est généralement caractérisée par le flux, en moyenne annuelle, en puissance par mètre de front de vagues, exprimé donc en kW/m, comme on peut le voir sur la carte de la figure 1.2. Sur cette carte, on constate que cette ressource n'est pas équitablement répartie et que des concentrations particulièrement intéressantes se trouvent aux latitudes comprises entre 30 et 60°.

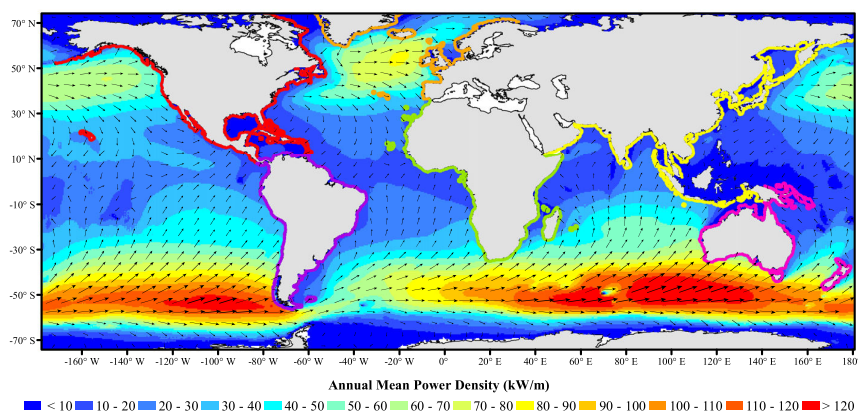


FIGURE 1.2 – Densité de puissance annuelle (en kW/m) et direction dominante de la houle [6]

Les principaux pays pouvant profiter de cette énergie sont donc ceux possédant des longueurs de côtes importantes et situés aux latitudes les plus productives :

- en Amérique : les États-Unis, le Canada et le Chili ;
- en Afrique : le Maroc, la Namibie et l'Afrique du Sud ;
- en Océanie : l'Australie et la Nouvelle-Zélande ;
- en Asie : la Russie, le Japon, la Corée, l'Inde et la Chine ;
- en Europe : la Norvège, le Royaume-Uni, l'Irlande, le Danemark, la Belgique la France, l'Espagne et le Portugal.

Les principaux travaux de recherches, centres de tests et projets industriels autour de l'énergie des vagues ont donc assez naturellement émergé dans ces pays.

1.1.3 Technologies de la houlogénération

Les méthodes pour convertir l'énergie de la houle en électricité sont nombreuses. Les systèmes de conversion sont appelés *houlogénérateurs* (*Wave Energy Converter, WEC* en anglais). Nous allons tenter de lister les différentes classifications existantes, en essayant de commenter leurs principales conséquences et compromis associés.

Génération d'électricité et désalinisation

Tout d'abord, nous pouvons subdiviser les systèmes en fonction du type de conversion globalement souhaitée. La grande majorité des systèmes sont pensés pour être uniquement des générateurs électriques connectés à un réseau. Dans ce cadre, ces technologies doivent permettre d'envisager, à terme, des coûts de revient de l'électricité proches de la parité réseau. D'autres systèmes choisissent de coupler cette production d'électricité avec de la désalinisation de l'eau

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

de mer, ce qui peut leur permettre d'améliorer leur compétitivité économique. Dans ce cas, les systèmes les plus appropriés sont les systèmes de pompage près de la côte (*CETO*, *Oyster* et *Wavepiston* par exemple), en effet, l'opération d'osmose inverse, par exemple, nécessite que l'eau salée soit sous pression. Ceci permet de transporter, au niveau de la côte, à la fois l'eau de mer et l'énergie.

Position par rapport à la côte

Une grande partie de l'énergie de la houle est dissipée par friction au niveau des fonds marins lorsque la profondeur d'eau devient faible, ce qui arrive typiquement lorsqu'on s'approche des côtes, ce qui conduit d'ailleurs à une importante érosion. Il serait donc judicieux de placer les houlogénérateurs à une distance suffisante des côtes pour profiter pleinement du potentiel énergétique de la houle avant qu'elle ne soit dissipée. Mais l'effort à consentir en termes de coût des infrastructures et de l'installation est moindre lorsque l'on est sur la côte ou proche de celle-ci (longueur de câble électrique ou de conduite à eau pressurisé, système d'amarrage ...). De même l'accessibilité est facilitée, ce qui est une donnée importante pour la maintenance préventive et corrective. Nous pouvons donc subdiviser les systèmes par leur localisation par rapport à la côte :

- sur la côte (*onshore* ou *shoreline*);
- près de la côte (*nearshore*);
- loin de la côte (*offshore*)

Ancrage

Relativement à ce positionnement à la côte, se pose le problème de l'ancrage : pour les systèmes onshore, les systèmes seront installés sur terre, tandis que les systèmes nearshore seront le plus souvent ancrés directement au niveau du fond. On préférera le plus souvent des systèmes à ancrage souple pour les systèmes offshore, multipliant ainsi les degrés de liberté du système pour s'affranchir de certains effets, liés aux marées en particulier, mais aussi aux agressions du milieu marin : en effet, le torseur d'effort transmissible est dual du torseur cinématique admissible dans une liaison parfaite, c'est-à-dire que les efforts des vagues provoqueront des mouvements au lieu de contraintes mécaniques supplémentaires dans les liaisons, contraintes potentiellement destructives.

Dimensions et orientations

L'une des classifications les plus répandues concerne les dimensions caractéristiques du système [2]. Ce choix est couplé de façon assez forte au système d'ancrage et d'amarrage, car il concerne l'orientation du système, par rapport à la direction principale de propagation de la houle, qui peut être fixé par construction, libre ou piloté (cette dernière option étant très rarement retenue).

- les absorbeurs ponctuels (*Point Absorber*), axisymétriques et de dimensions réduites par rapport à la longueur d'onde des vagues ;
- les terminateurs (*Terminator*), avec un axe principal perpendiculaire à la direction de propagation des vagues ;
- les atténuateurs (*Attenuator*), avec un axe principal parallèle à la direction de propagation des vagues et du même ordre de grandeur que la longueur d'onde des vagues.

La figure 1.3 montre schématiquement ces trois possibilités.

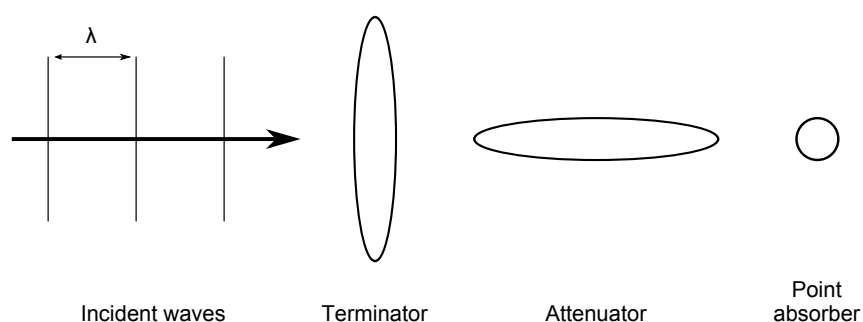


FIGURE 1.3 – Schéma des orientations possibles d'un système houlogénérateur par rapport à la houle : terminateur (*terminator*), atténuateur (*attenuator*) ou absorbeur ponctuel (*point absorber*) [2]

Principe de conversion hydromécanique

L'un des principaux aspects de différenciation entre les systèmes est le principe de conversion hydromécanique. Globalement, trois principes sont majoritairement utilisés [8], [9] :

- les colonnes d'eau oscillantes (*Oscillating Water Column*) : Les oscillations de la surface libre créent, dans une chambre, des variations de pression permettant de turbiner un flux d'air oscillant entre la chambre et l'extérieur, à la pression atmosphérique (cf. figure 1.4a) ;
- les systèmes à rampe à déferlement (*overtopping device*) : les vagues, canalisées et concentrées, déferlent sur une pente pour remplir un bassin, ensuite l'eau est turbinée grâce à la différence de hauteur du bassin, par rapport au niveau moyen de la mer, via des turbines de basse chute (cf. figure 1.4b) ;
- les systèmes à corps mus par la houle ou houlogénérateurs directs (*Wave Activated Bodies* ou *Direct Wave Energy Converter*) : les vagues entraînent un mouvement relatif oscillant d'au moins deux corps rigides.

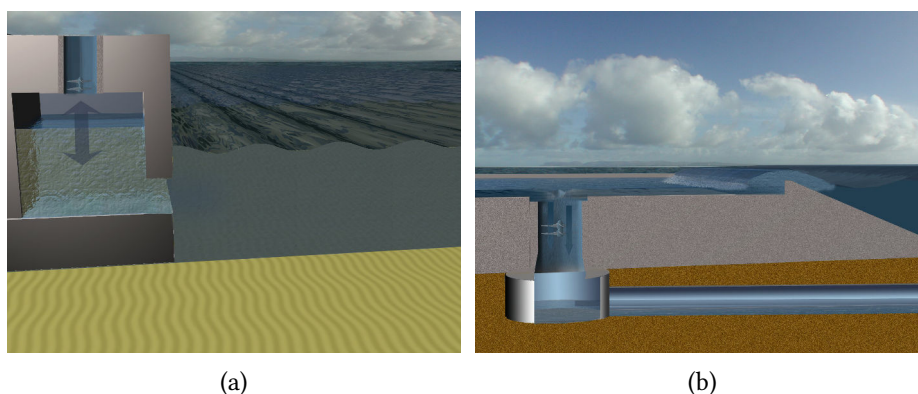


FIGURE 1.4 – Principe de conversion hydromécanique des colonnes d'eau oscillantes (a) et des systèmes à rampes de déferlement (b) [10]

Cependant, quelques concepts rentrent difficilement dans cette classification, comme l'Anaconda [11] (utilisation d'une onde de renflement, *Bulge Wave*).

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

Houlogénérateurs directs

La famille des houlogénérateurs directs (ou à corps mus par la houle) offre de nombreuses sous-catégories, dépendantes de nombreux choix :

- si les corps sont totalement immergés ou flottants ;
- le nombre et les axes des degrés de liberté ;
- le nombre et les axes des degrés de récupération ;
- la technologie de l'organe de récupération de puissance (*Power Take Off*) : hydraulique, entraînement électrique indirect (avec transformation et/ou démultiplication du mouvement) et entraînement électrique direct (*Direct Drive*).

Quatre degrés de liberté sont utilisés par rapport à la vague : le pilonnement (*heave*), le tangage (*pitch*), le cavement (*surge*) et le roulis (*roll*).

Nous rappelons les définitions de ces degrés de liberté sur la figure 1.5.

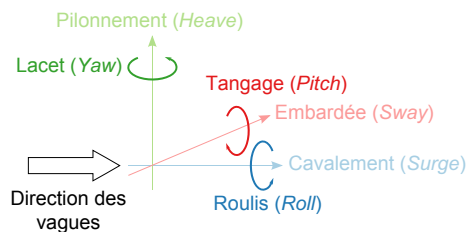


FIGURE 1.5 – Définition des axes de translation et de rotation par rapport à la direction de la vague

Au final, parmi toutes les possibilités, trois architectures de houlogénérateurs directs reviennent souvent et sont classiquement présentées : les bouées pilonnantes (*heaving buoy*, figure 1.6a) de type absorbeur ponctuel, les atténuateurs en tangage flottant (aussi appelé en anglais *surface attenuator*, figure 1.6b) et les terminateurs en cavement (*oscillating wave surge converter*, figure 1.6c).

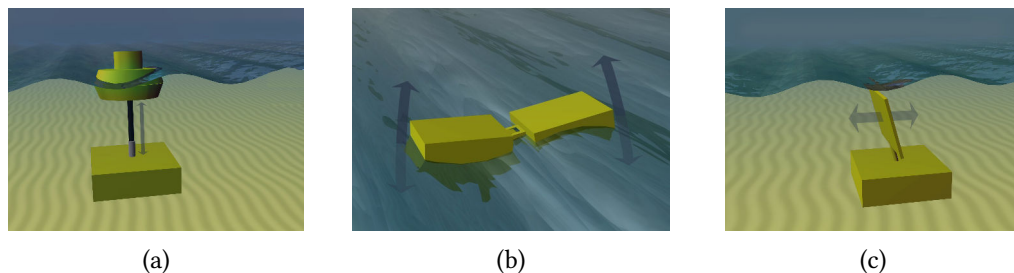


FIGURE 1.6 – Trois architectures classiques de houlogénérateurs directs : la bouée pilonnante (*heaving buoy*) (a), l'atténuateur en tangage flottant (*surface attenuator*) (b) et le terminateur en cavement (*oscillating wave surge converter*) (c) [10]

La figure 1.7 présente ces différents concepts de façon schématique et les systèmes d'ancrage typiquement utilisés suivant la distance à la côte.

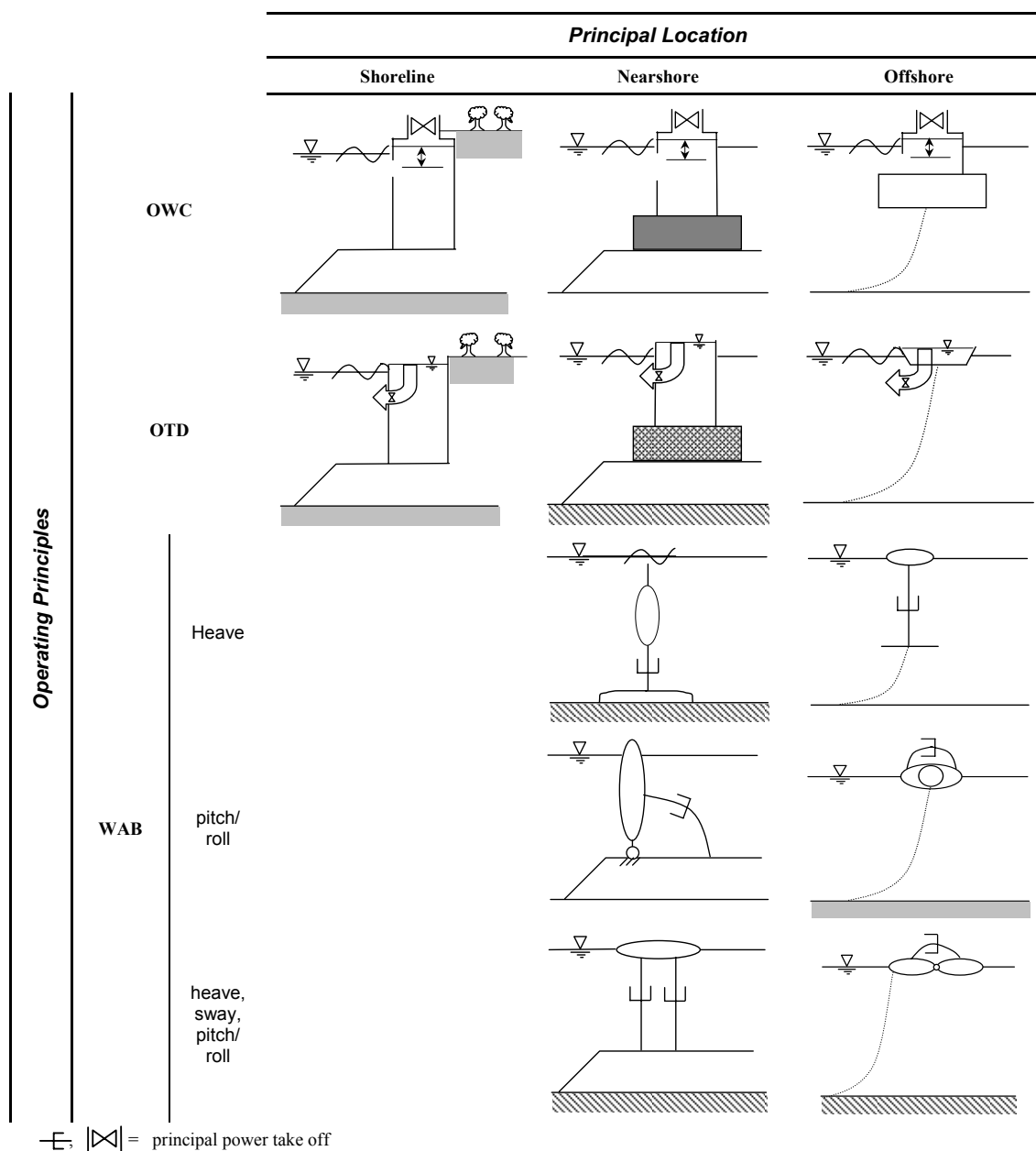


FIGURE 1.7 – Représentation schématique de différents concepts de houlogénérateurs et de leurs ancrages suivant la distance à la côte [8] (OWC : oscillating water column, colonne d'eau oscillante ; OTD : overtopping device, système à rampe de déferlement ; WAB : wave activated bodies, système à corps mus par la houle)

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

1.1.4 Exemples de projets

La maturité technico-économique n'a pas encore été atteinte dans le domaine de la houlogénération. De nombreux projets très différents co-existent pour l'instant, à différents stades de développement, dans l'ordre :

- Concept ;
- Maquette numérique ;
- Maquette physique avec tests en bassin ;
- Prototype testé en pleine mer ;
- Démonstrateur à l'échelle ;
- Fermes d'unité de production.

Bien évidemment, les investissements sont de plus en plus élevés au fur et à mesure de ces différentes étapes de développement, ce qui explique le passage de très nombreux concepts à seulement quelques démonstrateurs. Nous essaierons ici de donner comme exemples les projets qui ont atteint les stades les plus avancés, sans pour autant être exhaustifs.

TAPCHAN et Kvaerner OWC, Toftestallen

Le projet TAPCHAN (*Tapered Channer*), développé par Norwave, a été construit en 1985, à Toftestallen, sur la côte ouest de la Norvège, profitant en partie de la configuration naturelle du site. Il s'agit d'un prototype de 350 kW, basé sur le principe d'un terminateur à rampe de déferlement sur la côte. Il fut détruit lors d'une tempête en 1991.

Le système à colonne d'eau oscillante, développé par la société Kvaerner, a été construit en 1985 sur le même site. Il s'agit d'un prototype de 600 kW, basé sur le principe d'un terminateur sur la côte. Il fut détruit lors d'une tempête en 1988.

Ces deux démonstrateurs sont présentés sur la figure 1.8. Ils font partie des premiers projets d'envergure de houlogénération, après quelques essais relativement infructueux au Japon (comme le projet KAIMEI en 1976, qui était une barge de test pour des colonnes d'eau oscillante) [12].

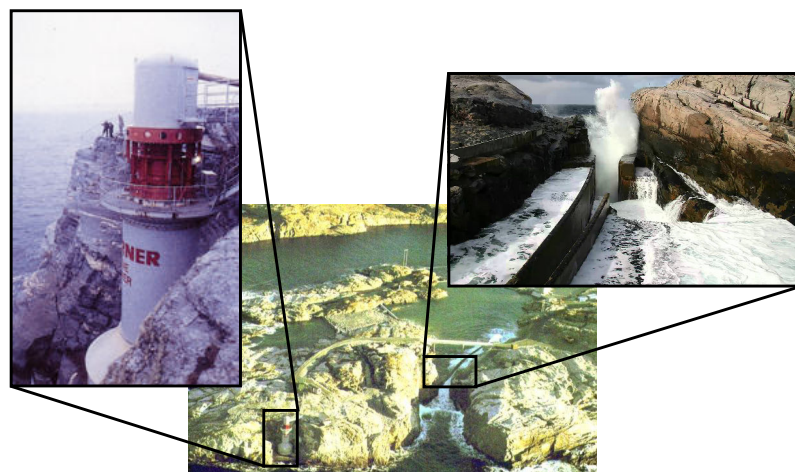


FIGURE 1.8 – Projets Kvaerner OWC et TAPCHAN sur le site de Toftestallen (Norvège)

LIMPET, Islay

Le projet LIMPET (*Land Installed Marine Energy Transformer*), développé par Wavegen, a été mis en service en 2000, au Royaume-Uni, sur l'île écossaise d'Islay. Il s'agit d'un prototype de 500 kW, basé sur le principe d'un terminateur à colonne d'eau oscillante sur la côte (cf. figure 1.9). Il fut la première centrale houlogénératrice connectée au réseau électrique du Royaume-Uni.



FIGURE 1.9 – Projet LIMPET 500 sur le site d'Islay (Écosse, Royaume-Uni)

Greenwave, Port MacDonnell

L'une des plus grosses unités de production jamais fabriquées pour la houlogénération, le Greenwave de la société Oceanlinx, devait être installé au large du port MacDonnell, Australie, en 2014. Il s'agissait d'un système à colonne d'eau oscillante de 1 MW, posé sur le fond. En mars 2014, le système s'est renversé pendant la phase de transport et a été remorqué en eau peu profonde. On peut voir ce système avant son transport sur la figure 1.10. Cet incident a mené dès le mois d'avril 2014 à la faillite de la compagnie.



FIGURE 1.10 – Projet Greenwave d'Oceanlinx au niveau du port MacDonnell (Australie)

Pelamis, Aguçadoura et Orkney

Certainement l'un des systèmes les plus connus et populaires, mais aussi le plus avancé en termes industriels, est le Pelamis, développé par la société écossaise Pelamis Wave Power (initialement Ocean Power Delivery Ltd.). Il s'agit d'un atténuateur articulé (cf. figure 1.1.4). Trois houlogénérateurs de type P1 de 750 kW ont été installés à Aguçadoura, Portugal. Ils ont fonctionné de juillet à novembre 2008. Deux unités de seconde génération P2, installées sur le site d'Orkney, en Écosse, ont atteint 10 000 heures de connexion au réseau en juin 2014, mais avec de longues périodes de rapatriement. En décembre 2014, la société met la clé sous la porte, faute de financement et de repreneurs.

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe



FIGURE 1.11 – Projet Pelamis, version P1 à Aguçadoura (Portugal)

Waveroller, Peniche

Le principal projet autour de Waveroller, développé par la société finlandaise AW-Energy, a été le projet Surge : l'installation de trois prototypes de 100 kW à Peniche, Portugal, en 2012. Il s'agit de terminateurs submergés en cavement, installés près de la côte (cf. figure 1.12). Le retour au port des unités de production 2014 ayant, semble-t-il, été positif, la première version commerciale (500 kW) devrait être installée cette année (en 2015).



FIGURE 1.12 – Projet Surge : plateforme avec trois unités Waveroller à Peniche (Portugal), avant leur placement au fond

CETO, Garden Island

Le principal projet autour de CETO, développé par la société australienne Carnegie Wave Energy Ltd., est le projet Perth qui comprend l'installation de trois prototypes CETO 5 de 240 kW à Garden Island, Australie, en 2015. On peut voir sur la figure 1.13 l'installation du second prototype. Le CETO est un point absorbeur submergé, en mouvement plan (cavement, pilonnement), et installé près de la côte. L'originalité de cette technologie est la production d'eau désalinisée en parallèle de la production d'électricité.

On peut noter néanmoins les avaries du projet expérimenté par EDF Energies nouvelles et DCNS à la Réunion, suite au passage du cyclone Bejisa début janvier 2014.

La prochaine génération, le CETO 6, est prévue pour une puissance nominale de 1 MW par unité.

1.2 Houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe : état de l'art et positionnement



FIGURE 1.13 – Installation d'une unité CETO pour le projet Perth (Australie)

Wavestar, Hanstholm

La société danoise Wavestar a testé son prototype à l'échelle 1/2 pendant 4 années de 2009 à 2013, installé au large de Hanstholm, au Danemark (cf. figure 1.14). Il s'agit d'un ensemble de bouées pilonnantes flottantes rattachées à une structure porteuse commune. Cette société prévoit le développement d'un démonstrateur à l'échelle 1 pour 2018.



FIGURE 1.14 – Prototype à l'échelle 1/2 de la technologie Wavestar à Hanstholm (Danemark)

Powerbuoy 40, Bayonne

La société Ocean Power Technologies va installer, en 2015, une unité PB 40 (40 kW) au large de Bayonne, New Jersey, USA (cf. figure 1.15). Il s'agit d'une bouée pilonnante à référentiel fixe avec une chaîne électrique indirecte (transformation du mouvement de translation en mouvement de rotation).

1.2 Houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe : état de l'art et positionnement

1.2.1 Spécificités

Les houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe mettent en oeuvre les chaînes de conversion houle/électricité les plus courtes. Il s'agit donc d'une sous-famille des houlogénérateurs directs (ou houlogénérateurs à corps mus directement par la houle). La spécificité est que l'organe de puissance pour la récupération (*Power Take-Off*) est une machine électrique : machine électromagnétique tournante ou linéaire, sans aucune interface mécanique (engrenages par

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

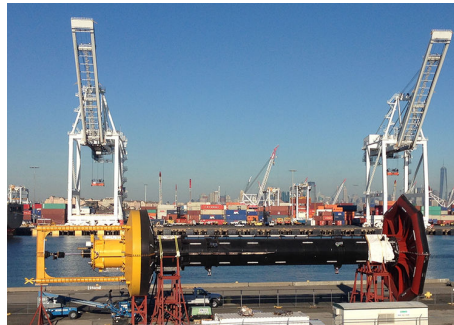


FIGURE 1.15 – Powerbuoy 40 (40 kW) avant son déploiement au large de Bayonne (New Jersey, USA)

exemple) ou hydraulique, dont le couple ou l'effort de récupération est contrôlé par un convertisseur électronique de puissance.

Dans un schéma de la *vague au réseau* (*Wave to Wire*), cela entraîne différentes propriétés qui peuvent apparaître également plus ou moins dans d'autres familles. Il s'agit de deux avantages et deux inconvénients majeurs, qui entraînent des réflexions et études originales dans les domaines du contrôle optimal, de la fiabilité, du vieillissement en cyclage, du dimensionnement des éléments de la chaîne électrique (machine électrique, convertisseur statique, stockage électrique), et de l'intégration au réseau.

- premier avantage : la simplicité de la chaîne entraîne la diminution du nombre de pièces en mouvement, ce qui peut s'avérer crucial pour l'efficacité énergétique, la fiabilité et la maintenance ;
- second avantage : il est possible de contrôler finement l'effort récupératif à chaque instant tant que l'on reste dans les limites opérationnelles de l'ensemble convertisseur-machine, offrant une flexibilité bien plus grande qu'avec des organes hydrauliques par exemple ;
- premier inconvénient : la machine électrique subit des mouvements lents et oscillants, avec par conséquent un effort à fournir (couple ou force) important, ce qui conduit à des parties électromagnétiques plus lourdes et coûteuses qu'avec un étage de réduction intermédiaire par exemple ;
- second inconvénient : Sauf à lisser ces fluctuations par un stockage d'énergie tampon, les fluctuations de la puissance primaire (la houle) se retrouvent dans toute la chaîne de puissance, jusqu'au point de connexion avec le réseau et au-delà, ce qui peut poser des problèmes de qualité de l'énergie, mais aussi un report des phénomènes de fatigue sur les composants électriques.

Les deux avantages principaux apparaissent pour certains développeurs comme des points clés pour améliorer deux aspects cruciaux : diminuer le coût de revient du kWh houlogénéré en accroissant la récupération par le contrôle et en améliorant la fiabilité des équipements et leur besoin de maintenance. Ce dernier point est crucial pour les houlogénérateurs offshore : les systèmes sont sollicités mécaniquement d'autant plus fortement que les sites disposent d'une ressource importante. Les fenêtres d'intervention sur site sont alors restreintes à quelques semaines par an, ce qui conduit à un risque important de pertes d'exploitation et à des coûts d'interventions élevés.

En France, le Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique (LHEEA) de l'École Centrale de Nantes et le laboratoire SATIE de l'École Normale Supérieure de Rennes, travaillent en collaboration forte depuis plusieurs années sur une version

"tout-électrique" du système SEAREV [9], [13], concept de houlogénérateur direct à chaîne électrique direct basé sur le mouvement pendulaire d'une roue à l'intérieur d'une bouée.

1.2.2 Contrôle et optimisation de la récupération

L'optimisation du contrôle de la récupération d'énergie par les houlogénérateurs est un domaine de recherche très riche. Malgré cela, rares ont été les travaux à se concentrer sur la prise en compte des caractéristiques réelles d'une chaîne électrique, notamment l'impact de leurs limitations sur le contrôle, l'efficacité de la récupération, etc... Les problématiques les plus étudiées sont l'optimalité, la nécessité de la prédiction pour l'optimalité du contrôle ou encore la prise en compte des non-linéarités du modèle hydrodynamique [14], [15].

Nos travaux, dans le cadre de cette thèse, se sont donc en partie concentrés sur l'optimisation du contrôle en prenant en compte diverses caractéristiques et spécificités de la chaîne électrique, par exemple en supposant des pertes électriques proportionnelles à la puissance du PTO [16]. D'autres travaux ont pris cette même hypothèse pour leurs études [17], [18] pour arriver à des résultats similaires.

Parmi les travaux qui s'approchent le plus des nôtres, on peut citer ceux d'Elisabetta Tedeschi à la Norwegian University of Science and Technology [19]–[23]. Ces travaux se sont surtout concentrés sur l'impact de la limitation en puissance, qui est une caractéristique principalement due à l'électronique de puissance, ainsi que l'impact des pertes sur l'efficacité globale pour différents types de contrôle (exemple de courbes comparatives sur la figure 1.16).

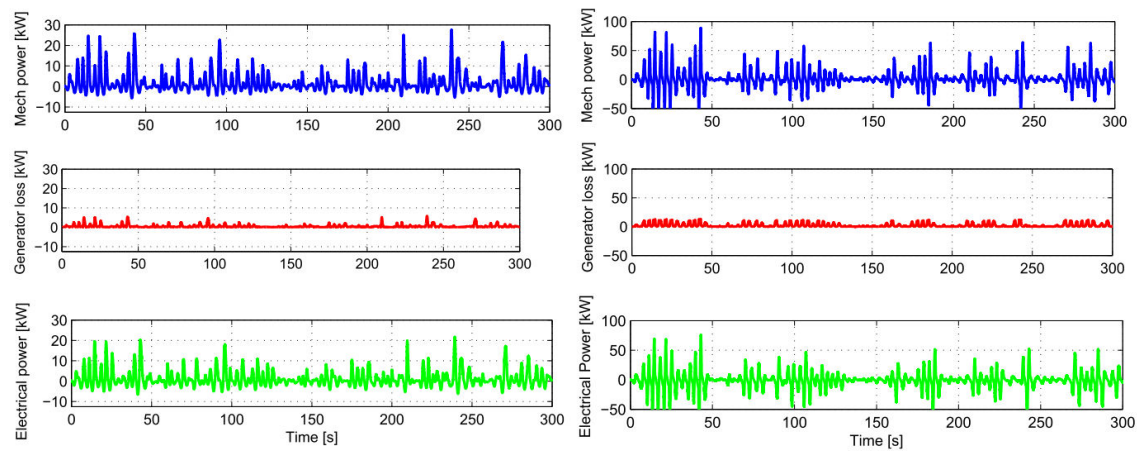


FIGURE 1.16 – Comparaison d'un contrôle de type passif avec une force de récupération proportionnelle à la vitesse avec un contrôle de type réactif, avec l'ajout d'un terme d'inertie émulée [22].

Les travaux effectués autour du Wavestar ont pu avantageusement bénéficier de tests en bassin ou en pleine mer pour les différents contrôles [18], [24]–[26].

Les travaux de thèse Romain Genest au Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique (LHEEA) [17], [27] se sont donnés comme but la conception d'une bouée pilonnante à échelle réduite permettant le test de différents contrôles et la validation expérimentale de certains modèles. Parmi les contrôles testés, on peut citer des contrôles continus (résistif, réactif, phase-amplitude, proportionnel-intégral) ou discontinus (latching).

1.2.3 Conception de la génératrice électrique

Les études sur les machines électriques dans le contexte de la houlogénération concernent, à de rares exceptions près [28], des générateurs linéaires, conçus pour des systèmes de type bouée pilonnante. Cela est donc l'occasion pour la communauté de concevoir des machines linéaires de grande taille. La plupart des études ne se contentent, dans leur cahier des charges, que des contraintes géométriques et des spécifications de forces et vitesses. Peu d'autres contraintes spécifiques à la houlogénération, notamment ces cycles de sollicitations complexes, sont prises en compte dans ces conceptions.

Pour limiter les composantes d'effort de détente liées aux effets d'encoche (*cogging force*), certains choisissent de développer des machines à bobinages dans l'air, comme à l'University of Edinburgh [29] ou à la Stellenbosch University [30].

Les quelques études qui s'intéressent à la relation entre stratégie de récupération et dimensionnement de la chaîne de puissance sont rares et plutôt centrées sur le domaine du contrôle, comme vu dans la partie précédente. L'étude de l'impact des stratégies de récupération sur le dimensionnement d'un ensemble convertisseur-machine reste une spécificité des travaux récents du laboratoire SATIE [13], [31].

1.2.4 Vieillessement des convertisseurs de puissance

Les contraintes liées au mouvement oscillatoire du rotor ou du mover et, par conséquent, aux fluctuations importantes de puissance, entraînent un cyclage thermique important des composants de puissance (transistors et diodes) du convertisseur électronique associé à la machine.

Nous avons, à notre connaissance, été les premiers à prendre en compte ces aspects dans le contexte de la houlogénération [32], en proposant également d'analyser l'effet de deux paramètres de conception importants : le courant nominal des transistors IGBT (taille des puces) et la taille du radiateur, travaux présentés au chapitre 3.

Parmi les travaux analysant le vieillissement en cyclage des transistors, précisons qu'une autre étude a été effectuée à la Norwegian University of Science and Technology en ce qui concerne le redresseur commandé du houlogénérateur Bolt[®] [33] (analyse en vieillissement présentée sur la figure 1.17). Contrairement à celle qui a été développée durant nos travaux, cette dernière ne recherche qu'une confirmation d'un dimensionnement donné plutôt qu'une recherche de ce dimensionnement.

1.2.5 Intégration au réseau

Des problématiques d'intégration au réseau et de respect des contraintes réseau par des unités de production houlogénératrices voire des fermes se sont posées assez tôt, en particulier les liens avec les contraintes de qualité de la tension.

Parmi les premiers travaux qui traitent des problématiques de qualité de la puissance, on retrouve ceux de Marta Molinas de la Norwegian University of Science and Technology, tout d'abord sur l'apport de l'électronique de puissance [34], puis sur les effets de foisonnement dans une ferme de houlogénérateurs [35].

Les premières études poussées et quantitatives concernant les fluctuations de tension induites par la production d'une ferme de houlogénérateurs résultent d'une collaboration entre l'University of Edinburgh et l'Institute of Crete [36]–[38]. On peut également citer les travaux précédents du laboratoire SATIE comme précurseur sur l'analyse de la contrainte de flicker [9].

1.2 Houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe : état de l'art et positionnement

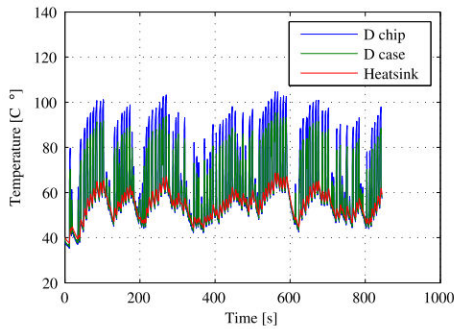


Fig. 13. Diode temperature

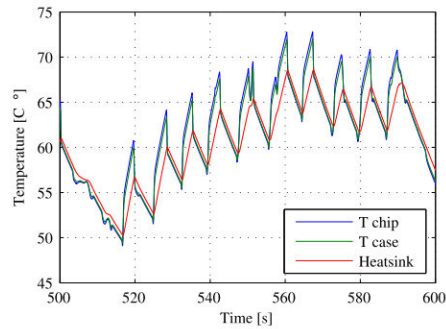


Fig. 15. Transistor temperature, wave to wave fluctuations

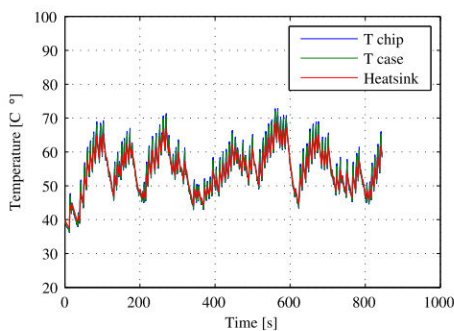


Fig. 14. Transistor temperature

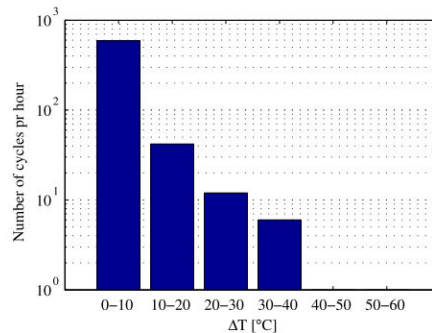


Fig. 16. Transistor cycle count

FIGURE 1.17 – Analyse en fatigue des IGBT sur le cas du houlogénérateur Bolt® [33].

Les études les plus récentes ont été faites par Maider Santos Mugica, Anne Blavette, Sara Armstrong et Elisabetta Tedeschi à l'University College of Cork [39]–[44], à TECNALIA Energia [45], [46] et à la Norwegian University of Science and Technology [47], [48]. Parmi les conclusions de ces divers travaux, on retrouve souvent que le flicker est l'une des seules contraintes pouvant limiter l'intégration au réseau des houlogénérateurs et, donc, les avantages que pourrait apporter un stockage d'énergie court terme pour lisser la production, et ainsi faciliter l'intégration au réseau.

1.2.6 Lissage de la production par du stockage d'énergie

Des systèmes de stockage d'énergie électrique (*Electrical Energy Storage Systems*) peuvent être utilisés pour lisser une production. Les fluctuations importantes de puissance liées à la houlogénération directe ont été souvent considérées comme inacceptables, en particulier lorsque l'injection se fait sur des réseaux faibles, et de nombreux travaux ont exploré des solutions pour utiliser un stockage d'énergie tampon.

Plusieurs technologies différentes ont été examinées, parmi celles-ci, on peut citer les supercondensateurs [49], [50], solution étudiée au sein du laboratoire SATIE [51], les volants d'inertie [52] ou encore le stockage d'énergie magnétique par bobines supraconductrices *Superconducting Magnetic Energy Storage* [53]. Toutes ces technologies peuvent en effet sembler intéressantes, car le ratio puissance-énergie se révèle très élevé pour cette application et ces technologies. En effet, plusieurs études montrent que la constante de temps du stockage nécessaire afin de réduire significativement les fluctuations de puissance est de l'ordre de 2 s [40].

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

La plupart des travaux publiés associent globalement les problématiques de lissage à celles de la qualité, mais peu de travaux utilisent une métrique précise (en particulier la sévérité en flicker) pour quantifier du point de vue des contraintes réseaux l'apport d'un système de stockage [9], [40], [45], [47] (analyse de l'ajout d'un lissage sur la puissance et la tension réseau sur la figure 1.18). De même, les investigations sur la prise en compte du vieillissement de ces technologies sont très limitées [49], [51].

Sur ces deux points, les travaux du laboratoire SATIE ont été précurseurs [9], [51] et continuent d'être moteurs, avec nos très récents travaux, en proposant, par exemple, des modèles plus fins de vieillissement [54] intégrant une composante de vieillissement en cyclage des supercondensateurs ou encore des méthodologies de co-optimisation gestion-dimensionnement d'un système de stockage sous contrainte [55].

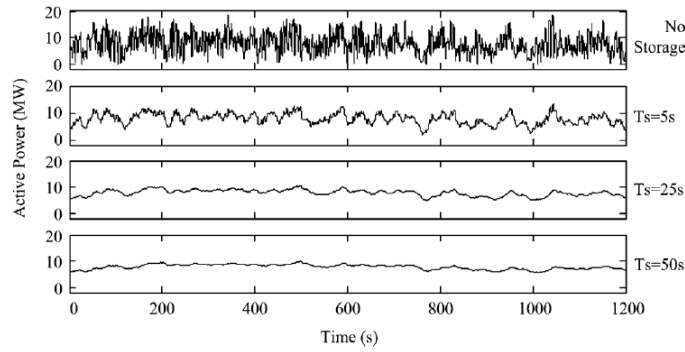


Fig. 13. Active power at PCC, deploying ESS with different ratings at the PCC in the high energy sea state ($B_L = 10e5$ Kg/s and $M_L = 5e5$ kg, $Z_{grid} = j 50.52 \Omega$).

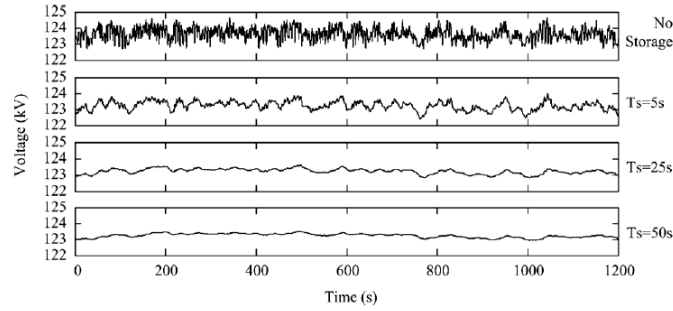


Fig. 14. Voltage at PCC, deploying ESS with different ratings at the PCC in the high energy sea state ($B_L = 10e5$ Kg/s and $M_L = 5e5$ kg, $Z_{grid} = j 50.52 \Omega$).

FIGURE 1.18 – Analyse des fluctuations de puissance et de tension avec l'introduction d'un stockage d'énergie tampon de différentes capacités [47].

1.2.7 Architecture et dimensionnement des câbles d'une ferme

Si les effets de sillage sont importants dans l'architecture d'une ferme d'hydroliennes ou d'éoliennes, les effets d'interactions entre les unités sont plus complexes dans le cas des houlogénérateurs (comme illustrés sur la figure 1.19), faisant notamment intervenir des effets de radiations, et limitent la concentration des unités de production. Ces problèmes font, avant tout,

appel à des compétences en hydrodynamique, mais deviennent des contraintes pour les architectures de fermes [56] (avec des problèmes de baisse de production individuel et de corrélation des productions).

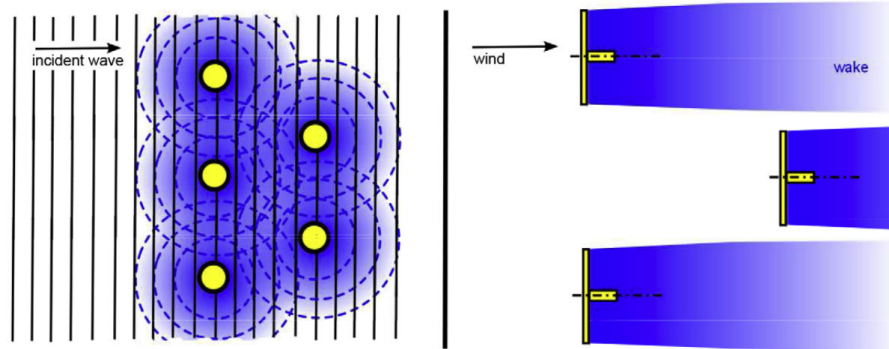


FIGURE 1.19 – Interactions des unités de production : comparaison entre le cas des houlogénérateurs et des éoliennes [56]

Sur les questions liées au domaine du génie électrique, les problèmes du réseau de câbles sous-marins relatifs à des fermes de houlogénérateurs directs sont très similaires à ceux d'autres moyens de production installés en mer, comme des fermes d'éoliennes offshore ou des fermes d'hydroliennes. On peut néanmoins, d'après [57], citer quatre différences importantes par rapport aux fermes éoliennes offshore :

- les houlogénérateurs ont une puissance nominale unitaire plus faible que les éoliennes offshore (aux alentours du MW pour les houlogénérateurs les plus grands) ;
- la garantie de l'intégrité du circuit est plus difficile à assurer avec la contrainte d'avoir des unités de production amovibles pour la maintenance ;
- une profondeur et une distance à la côte plus importante ;
- les unités de production flottantes rendent l'installation plus complexe, notamment à cause des amarrages.

On peut remarquer que ces spécificités correspondent aux technologies de houlogénérateurs offshore. En effet, seules ces technologies posent de véritables défis en ce qui concerne la connexion et l'installation en ferme.

Parmi les autres études effectuées autour des fermes de houlogénérateurs, on trouve des problématiques de dimensionnement des câbles sous-marins : en effet, ceux-ci doivent être dimensionnés en considérant leurs pertes et leurs échauffements, pertes qui ne sont pas liées qu'à la puissance moyenne qui transite, mais sont affectées par ses grandes fluctuations. On peut citer le travail de dimensionnement thermique des câbles effectué dans [40].

1.3 Problématiques, verrous et contributions

1.3.1 Problématique : minimisation du coût de l'énergie produite

Une problématique importante, au vu de la maturité technico-économique de la filière de la houlogénération directe, consiste à maximiser l'efficacité économique sur cycle de vie. Cela est nécessaire afin de s'approcher, à court terme, des politiques d'achat incitatives pour la houlogénération, et à plus long terme, de la parité réseau. Ceci est ainsi indispensable pour permettre à cette filière de pouvoir se développer de façon pérenne.

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

Le coût du kWh c_{kWh} dépend, entre autres, de la puissance moyenne produite P_{Prod} , de la durée de fonctionnement Δt et du coût total du système, sur cycle, c'est-à-dire la somme du coût du système hors chaîne électrique C_{DWEC-e} et du coût de la seule chaîne électrique C_e :

$$c_{kWh} = \frac{C_{DWEC-e} + C_e}{P_{Prod} \cdot \Delta t} \quad (1.1)$$

Si l'on connaît assez précisément la valeur de C_{DWEC-e} , le problème se réduit à une optimisation mono-objectif, où l'on peut surtout agir, au niveau de la chaîne électrique :

- en minimisant son coût total C_e , c'est-à-dire en limitant la valeur de l'investissement avec la taille (effort électromagnétique maximal, puissance maximale...) de la chaîne électrique, mais aussi les remplacements de composants et les interventions de maintenance, en considérant leur vieillissement ;
- en augmentant la production P_{Prod} , c'est-à-dire en améliorant l'efficacité de la conversion d'énergie, par le contrôle et le rendement de la chaîne ;
- en augmentant sa disponibilité Δt c'est-à-dire en limitant les périodes d'arrêt de fonctionnement dues à des pannes ou des maintenances.

On retrouve les grands axes communs à l'optimisation, sur cycle de vie, du dimensionnement et de la gestion de la récupération, qu'elle utilise comme critère les coûts environnementaux ou économiques :

- une efficacité élevée avec un contrôle performant et un bon rendement énergétique de la chaîne d'énergie ;
- une robustesse des composants associée à une fiabilité élevée, une maintenance prédictive (aidée par des capteurs et des observateurs) et des remplacements aisés de pièces défaillantes ;
- une limitation des ressources investies par une limitation de la taille du système.

Globalement, ces axes peuvent tendre vers des solutions contradictoires, d'où la nécessité de considérer les coûts et impacts sur l'ensemble du cycle de vie (*Life Cycle Analysis*), c'est-à-dire en prenant en compte tous les aspects de la vie du produit, du berceau à la tombe (*Cradle to Grave*). Quelques études commencent à voir le jour pour analyser les impacts d'un houlogénérateur sur tous ces aspects [58] (cf. un détail des opérations sur la figure 1.20).

Si l'on connaît mal les autres coûts C_{DWEC-e} , en particulier ceux fortement liés au génie civil (incluant les ancrages), d'autres approches peuvent se concevoir, par exemple :

- L'approche multi-objectif [31] : on maximise $P_{Prod} \cdot \Delta t$ et on minimise C_e , les différentes solutions pouvant être représentées par un front de Pareto. L'avantage est de pouvoir s'adapter à différents cas en donnant la possibilité d'une prise de décision ;
- L'approche mono-objectif : on considère un coût du kWh de vente \tilde{c}_{kWh} et l'on cherche à minimiser $C_e - \tilde{c}_{kWh} \cdot P_{Prod} \cdot \Delta t$, soit un coût du système électrique (ou de tout autre sous-système d'ailleurs). Moins précise et moins souple que l'approche multi-objectif, elle a l'avantage d'être plus facile à mettre en œuvre. Elle est valable au premier ordre si l'on arrive, au final, à être assez proche du prix de vente cible, ce qui est obligatoire pour des impératifs de viabilité économique.

C'est ainsi que les travaux effectués au SATIE [13], [31], en collaboration avec le LHEEA, se sont déjà largement attaqués au problème de la diminution du coût du kWh et peuvent finalement se résumer à cette problématique : comment optimiser le dimensionnement et le fonctionnement de la chaîne électrique d'un houlogénérateur direct afin de minimiser le coût de production du kWh, tout en prenant en compte les contraintes environnantes, en particulier celles provenant du réseau ?

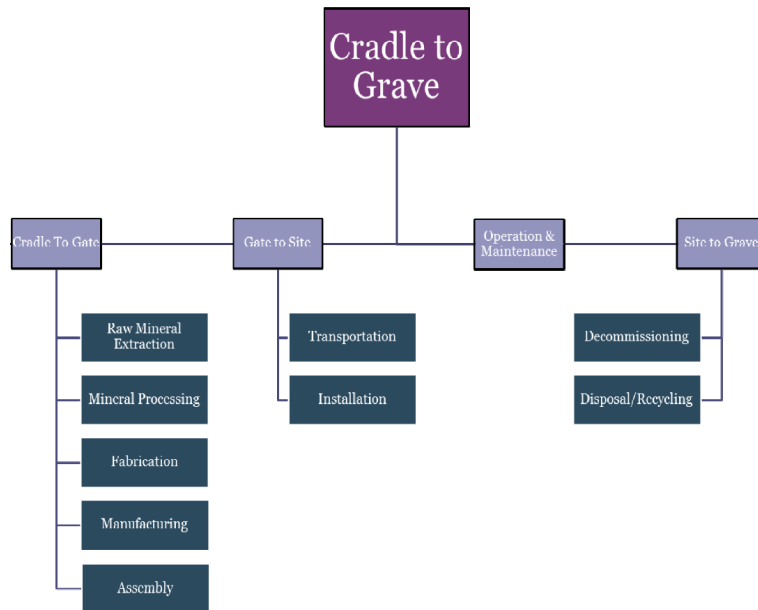


FIGURE 1.20 – Exemple d’une étude sur cycle de vie du berceau à la tombe (*Life Cycle Analysis* ou *Cradle to Grave*) pour le projet Wavestar [58].

C’est au vu de ce constat que le projet ANR QUALIPHE (QUALité Lissage et Intégration au réseau de la Production des Houlogénérateurs Electriques directs) a été proposé et retenu dans le programme PROGELEC, avec, en plus de la collaboration historique entre le SATIE et le LHEEA, celles de l’IRCCyN, laboratoire de productique et d’automatique et du SyDEV, syndicat départemental d’énergie de Vendée. L’IRCCyN était destiné à apporter ses compétences pour le contrôle optimal, l’observation et la prédiction, et le SyDEV permettait de disposer d’un cas d’étude concret et de compétences sur un réseau électrique de distribution et sur son exploitation.

Comme déjà mentionné, les précédents travaux de l’équipe du laboratoire SATIE se sont surtout concentrés sur l’optimisation du dimensionnement de l’ensemble convertisseur-machine, couplé à une loi de récupération relativement rudimentaire[13], [31]. L’autre axe d’étude a été l’identification d’une contrainte réseau (flicker) montrant la nécessité, dans certains cas, d’un lissage de la production par l’adjonction à la chaîne électrique d’un système de stockage par supercondensateurs [31]. Un premier dimensionnement optimisé sur cycle de vie, sans co-optimisation de la loi de contrôle du lissage, permettait un lissage suffisant à l’intégration réseau.

1.3.2 Verrous, difficultés et contributions de cette thèse

Plusieurs verrous et difficultés apparaissent pour répondre à la question majeure qui est : comment optimiser le dimensionnement et le fonctionnement de la chaîne électrique d’un houlogénérateur direct afin de minimiser le coût de production du kWh, tout en prenant en compte les contraintes environnantes, en particulier celles provenant du réseau ? Nous considérerons ici les difficultés liées au dimensionnement sur cycle complexe de sollicitations de houle de l’ensemble convertisseur-machine, qui ont été résolues grâce aux précédentes thèses de doctorat du laboratoire SATIE sur la houlogénération directe [13], [31].

À partir de l’analyse de l’état de l’art que nous avons effectuée, au début et au cours de cette thèse, nous avons identifiés quelques verrous scientifiques restant à lever afin d’apporter des

1 Contexte et problématiques liés à la houlogénération directe avec chaîne électrique directe

outils d'ordre méthodologique à la minimisation du coût de production de l'énergie électrique issues des houlogénérateurs directs. Notons que le caractère générique des méthodologies élaborées ici permettra de les appliquer à d'autres domaines de la conversion d'énergie électrique (éolien, photovoltaïque, traction...). Nous nous concentrerons ainsi sur les problèmes suivants :

- Proposer des lois de contrôle maximisant la conversion d'énergie tout en respectant les contraintes et limitations d'une chaîne électrique réelle ;
- Identifier et quantifier les contraintes réseau liées à une production fluctuante ;
- Proposer des solutions optimisées pour faciliter l'intégration au réseau ;
- Identifier les éléments les plus vulnérables (principalement en lien avec les fluctuations de puissance) de la chaîne électrique et pouvant donc poser des problèmes de fiabilité ;
- Identifier leurs modes de vieillissement, élaborer, sur la base des meilleures connaissances actuelles, des modèles de dégradation et de durée de vie adaptés afin de quantifier l'influence des paramètres de contrôle et de dimensionnement ;
- Garantir une fiabilité suffisante (ici sur 20 ans, ou toute autre durée d'usage de référence) de ces éléments fragiles en effectuant des raisonnements probabilistes.

Dans ce mémoire, nos contributions seront organisées de la façon suivante :

- Chapitre 2 : modélisation dédiée d'un houlogénérateur direct de type bouée pilonnante (l'architecture la plus générique) pour l'optimisation de différentes méthodes de contrôle prenant en compte les limites et contraintes de la chaîne électrique ;
- Chapitre 3 : modélisations spécifiques d'éléments de la chaîne électrique connectée au réseau, destinées à la quantification de la contrainte réseau (flicker) et celle du vieillissement des systèmes de stockage d'énergie (supercondensateurs et batteries électrochimiques lithium-ion de haute puissance spécifique) et des semiconducteurs de puissance fortement soumis au cyclage thermique ;
- Chapitre 4 : co-optimisation gestion-dimensionnement d'un système de lissage par stockage électrique cherchant à minimiser son impact sur le coût du kWh sur cycle de vie.

Chapitre 2

Modélisation et optimisation de la récupération

2.1 Cadre de l'étude

Comme indiqué dans la partie 1.3, le travail présenté ici se veut être la suite du travail de co-optimisation contrôle-dimensionnement de la chaîne électrique effectuée dans le cadre de la thèse de Judicaël Aubry [9]. En effet, le but est toujours de maximiser la production tout en minimisant la taille de la chaîne électrique dans une optique globale de minimisation du coût du kWh.

Afin d'être pertinent, nous essaierons d'adopter une démarche complémentaire à celle déjà mise en oeuvre. En effet, le travail sur le contrôle de la thèse précédente [9] restait relativement limité, en proposant un contrôle de la récupération simple (de type frottement visqueux optimisé pour chaque état de mer avec écrêtage de la puissance récupérée). Deux paramètres suffisaient donc à décrire ce contrôle passif : un coefficient de frottement visqueux β et une puissance maximale P_{lev} . Ces deux paramètres s'ajoutaient à 11 autres paramètres qui décrivaient, eux, l'ensemble machine-convertisseur. Cela a permis ainsi d'optimiser, en couplage fort, ce contrôle et le dimensionnement de l'ensemble machine-convertisseur devant exercer le couple d'amortissement (cf. figure 2.1). Afin d'affiner le contrôle de la récupération, nous proposons d'autres approches (contrôle réactif et contrôle prédictif) avec un nombre de paramètres décrivant l'ensemble convertisseur-machine réduit.

Comme nous l'avons souligné dans le précédent chapitre, de nombreux concepts différents de houlogénérateurs existent. Néanmoins, le système qui sera étudié durant toute cette partie est une bouée pilonnante à référentiel fixe axisymétrique. Le choix de ce système pour cette partie est motivé par les raisons suivantes :

- la simplicité de la modélisation dynamique avec un seul degré de liberté et de récupération [27] ;
- l'existence de résultats théoriques prouvés sur la récupération d'énergie maximale ;
- les très nombreux travaux sur ce type de système, permettant aisément de situer et comparer nos résultats.

La bouée pilonnante considérée ici a un diamètre de 10 mètres, une hauteur de 15 mètres et une masse de 772 tonnes. Elle est schématisée sur la figure 2.2. La modélisation dynamique complète de la bouée est décrit plus loin (section 2.2.2).

2 Modélisation et optimisation de la récupération

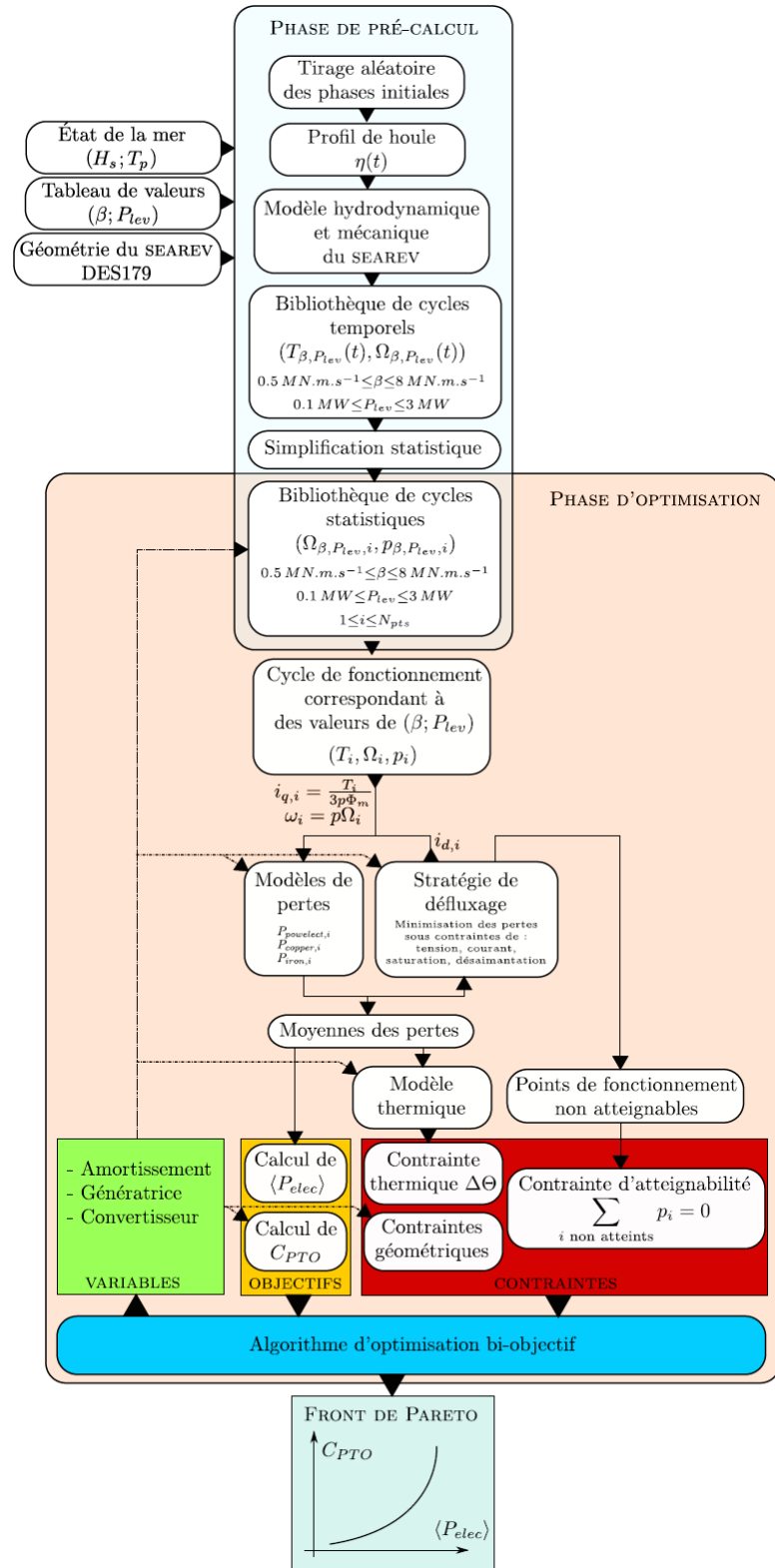


FIGURE 2.1 – Synoptique de la procédure d'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine dans la thèse de Judicaël Aubry [9]

2.2 Modélisation de la dynamique d'un houlogénérateur direct : exemple de la bouée pilonnante

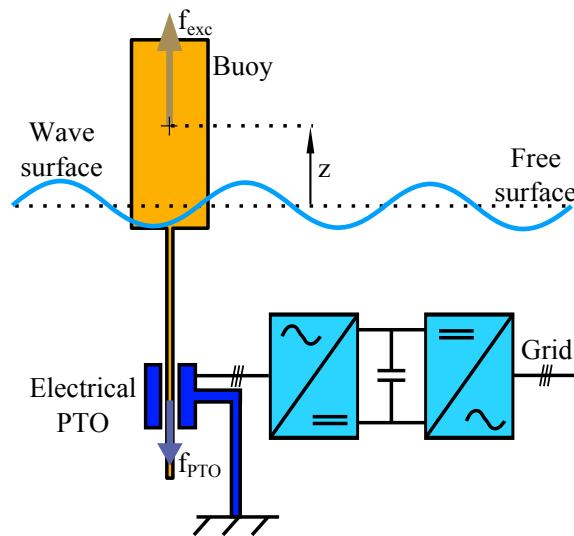


FIGURE 2.2 – Bouée pilonnante fixe

Sur la base de ce houlogénérateur direct relativement simple, nous établirons des modèles pour la simulation et pour le contrôle et développerons différents types de contrôle de la récupération que nous comparons ensuite.

2.2 Modélisation de la dynamique d'un houlogénérateur direct : exemple de la bouée pilonnante

La modélisation de la dynamique de la bouée constitue un volet très important, car elle est utilisée de deux façons qui ont des finalités assez différentes :

- la modélisation pour le dimensionnement de l'ensemble du houlogénérateur, utilisée pour différentes études : sa précision doit être adaptée à la robustesse désirée pour les choix de conception (dimensionnement, choix d'architecture, etc...);
- la modélisation utilisée pour concevoir le contrôle. La précision de cette modélisation dépend fortement du choix de la méthode de contrôle. En effet, certaines méthodes ne peuvent pas être mises en pratique avec des systèmes d'ordre élevé (programmation dynamique par exemple). Ainsi, le choix d'avoir un modèle d'ordre moins élevé et moins précis peut se révéler cohérent avec des choix de stratégie de contrôle. On peut ainsi rapprocher le choix de ce modèle du choix d'un modèle utilisé pour concevoir un correcteur : la correction n'a pas forcément besoin d'une grande précision lors de sa conception pour être performante.

Le système étudié étant relativement simple (bouée pilonnante à un degré de liberté), nous n'avons pas jugé nécessaire de distinguer deux modélisations pour le contrôle et pour le dimensionnement. Mais, dans le cas général, ces deux modèles pourraient être différents : en particulier, dans le cas d'un système houlogénérateur plus complexe, comme le SEAREV, il serait nécessaire de simplifier (réduction de l'ordre et/ou linéarisation) le modèle dédié au contrôle par rapport au modèle pour le dimensionnement du système.

2.2.1 Bilan des efforts mécaniques et principe fondamental de la dynamique

L'accélération verticale de la bouée \ddot{z} peut être modélisée en isolant la bouée et en faisant un bilan des actions extérieures :

- l'effort d'une génératrice électrique linéaire f_{PTO} ,
- la force de gravitation mg , avec l'accélération de la pesanteur g ,
- efforts d'interactions du fluide sur la structure f_{hydro} .

D'après le principe fondamental de la dynamique, ceci donne l'équation dynamique suivante :

$$m\ddot{z} = f_{hydro} - f_{PTO} - m g \quad (2.1)$$

De façon assez classique, les efforts hydrodynamiques autour du point d'équilibre (hypothèse de petits déplacement) seront subdivisés en trois composantes :

- les efforts hydrostatiques, modélisés sous la forme d'une raideur : $-k_{hs} (z - z_0)$
- les efforts d'excitation, dus à la houle et aux vagues : f_{exc}
- les efforts de radiation, décomposés en une masse d'eau ajoutée à fréquence infinie a_∞ et d'un second terme, sous la forme d'une réponse impulsionnelle h_{rad} à une vitesse \dot{z} (décomposition de Cummins [59]) :
 $-a_\infty \ddot{z} - \int_0^\infty h_{rad}(\tau) \dot{z}(t - \tau) d\tau$.

Cela donne finalement l'équation dynamique suivante :

$$(m + a_\infty)\ddot{z} + \int_0^\infty h_{rad}(\tau) \dot{z}(t - \tau) d\tau + k_{hs} z = f_{exc} - f_{PTO} + k_{hs} z_0 - m g \quad (2.2)$$

En choisissant l'origine de l'axe vertical $z = 0$ afin qu'il corresponde à l'équilibre statique ($z_0 = m g / k_{hs}$), on obtient alors l'équation dynamique autour du point l'équilibre statique :

$$(m + a_\infty)\ddot{z} + \int_0^\infty h_{rad}(\tau) \dot{z}(t - \tau) d\tau + k_{hs} z = f_{exc} - f_{PTO} \quad (2.3)$$

Cette équation linéaire correspond à l'hypothèse de petits déplacements de la structure, ce qui permet d'utiliser la théorie potentielle linéaire pour les calculs hydrodynamiques.

2.2.2 Représentation dans l'espace d'état

Le modèle d'un système dynamique continu peut se mettre sous la forme, classique en contrôle-commande, d'un modèle d'état, avec x , un vecteur d'état et u , un vecteur de contrôle :

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (2.4)$$

L'équation (2.3) ne peut pas se mettre sous la forme souhaitée à cause du produit de convolution, qui oblige à connaître tout l'historique de la vitesse (soit une infinité de valeurs) afin de connaître la dynamique du système.

C'est pour cela que l'on propose d'approcher la transformée de Laplace de la fonction $h_{rad}(t)$, $H_{rad}(s) = \mathcal{L}\{h_{rad}(t)\}$ par :

$$H_{rad}(s) \approx C_{rad}(sI - A_{rad})^{-1}B_{rad} \quad (2.5)$$

Avec A_{rad} , B_{rad} , C_{rad} et I , respectivement les matrices d'états ($n \times n$), de commande ($n \times 1$), d'observation ($1 \times n$) et la matrice identité de taille n . La valeur de n dépend de la taille du sous-système dynamique correspondant aux efforts de radiation, taille égale à l'ordre de la fonction de transfert correspondante.

2.2 Modélisation de la dynamique d'un houlogénérateur direct : exemple de la bouée pilonnante

Les données fréquentielles ont été récupérées via un logiciel de calcul d'hydrodynamique linéaire, ici ACHIL3D. Ainsi, l'ajustement d'un modèle s'est fait sur ces résultats-là par François Rongère, dans le cadre du projet QUALIPHE, projet dans lequel s'inscrit cette thèse (cf. figure 2.3).

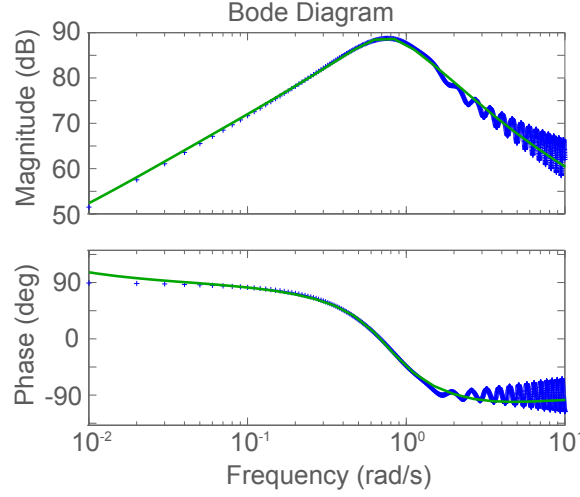


FIGURE 2.3 – Ajustement d'un modèle correspondant aux efforts de radiation (en vert) sur des données provenant du logiciel d'hydrodynamique ACHIL3D (en bleu)

Les différents paramètres trouvés pour modéliser la bouée sont résumés dans le tableau 2.1.

TABLE 2.1 – Paramètres dynamiques de la bouée pilonnante

m (kg)	a_∞ (kg)	k_{hs} (kg·s ⁻²)	$H_{rad}(s) = C_{rad}(sI - A_{rad})^{-1}B_{rad}$ (kg·s ⁻¹)
$772 \cdot 10^3$	$247 \cdot 10^3$	$758 \cdot 10^3$	$\frac{13.4s^3 + 19.3s^2 + 5.87s}{s^4 + 1.56s^3 + 1.51s^2 + 0.714s + 0.156} \cdot 10^3$

Finalement, la modélisation d'une bouée pilonnante peut se résumer à deux équations : l'équation de la dynamique et l'équation d'évolution du vecteur d'état de radiation, soit dans notre cas :

$$(m + a_\infty) \ddot{z} + C_{rad} x_{rad} + k_{hs} z = f_{exc} - f_{PTO} \quad (2.6)$$

$$\dot{x}_{rad} = A_{rad} x_{rad} + B_{rad} \dot{z} \quad (2.7)$$

Le vecteur d'état de radiation x_{rad} est ici de taille 4 car le système de radiation a été modélisé par une fonction de transfert d'ordre 4.

Pour résoudre numériquement ce système d'équations différentielles, on va utiliser le vecteur d'état $x = [z \ \dot{z} \ x_{rad}]^T$. Nous supposons pouvoir contrôler parfaitement l'effort récupératif f_{PTO} , via la chaîne de conversion électrique directe envisagée. En effet, grâce au convertisseur, on peut contrôler assez rapidement et relativement précisément la force d'une machine synchrone linéaire en contrôlant les courants d'induit dans la machine, par exemple par un contrôle vectoriel. Cette variable effort devient donc un paramètre de contrôle ($u = f_{PTO}$). La force d'excitation f_{exc} ne peut pas être mesurée directement : elle sera donc considérée comme une perturbation ($w = f_{exc}$). Ainsi, la représentation dynamique du système complet devient :

$$\dot{x} = Ax + B_1 u + B_2 w(t) = f(x, u, t) \quad (2.8)$$

$$y = Cx = \dot{z} \quad (2.9)$$

2 Modélisation et optimisation de la récupération

où les matrices A , B_1 , B_2 et C sont respectivement les matrices d'état, de contrôle, de perturbation et de sortie du système dynamique modélisant la bouée, prenant en entrée des efforts et en sortie une vitesse verticale. Ces différentes matrices s'obtiennent à partir des données figurant dans le tableau 2.1 :

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & (0) \\ -\frac{k_{hs}}{m + a_\infty} & 0 & -\frac{C_{rad}}{m + a_\infty} \\ (0) & B_{rad} & A_{rad} \end{pmatrix} \quad (2.10)$$

$$B_1 = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ (0) \end{pmatrix} \quad (2.11)$$

$$B_2 = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ (0) \end{pmatrix} \quad (2.12)$$

$$C = (0 \quad 1 \quad (0)) \quad (2.13)$$

La représentation d'état permet de considérablement simplifier la simulation. Cela permet aussi d'avoir un cadre commun avec d'autres applications de l'automatique et du contrôle (la robotique ou les véhicules par exemple), permettant la mutualisation des outils et des résultats. L'utilisation de cette formalisation a donc naturellement tendance à se généraliser [15], [22].

2.2.3 Représentation énergétique de la bouée pilonnante

Nous proposons de construire une fonction énergie $E(x)$ qui représente l'énergie mécanique de la bouée pilonnante en fonction de l'état du système x . Cette fonction doit donc naturellement respecter l'équilibre instantané des puissances. Le système étant considéré linéaire, on peut raisonnablement supposer que l'on peut mettre l'énergie sous une forme quadratique :

$$E(x) = x^T P x \quad (2.14)$$

où P est une matrice symétrique définie positive.

De même, la puissance perdue est considérée comme étant une forme quadratique de l'état :

$$P_{Loss \text{ mech}} = x^T Q x \quad (2.15)$$

où Q est une matrice symétrique définie positive.

Notons que, dans notre cas, il ne s'agit pas d'une puissance dissipée, comme dans des cas plus classiques de pertes par effet Joules ou des pertes par frottement sec ou hydrodynamique. Il s'agit d'une puissance radiée impossible à récupérer dans ce contexte. Cette distinction n'a pas beaucoup d'importance, à moins que l'on s'intéresse à plusieurs systèmes houlogénérateurs relativement proches les uns des autres. Une partie de cette puissance peut être alors échangée entre les systèmes.

On peut maintenant écrire le bilan des puissances :

$$P_{exc} - P_{PTO} - P_{Loss \text{ mech}} = \dot{E} \quad (2.16)$$

$$(f_{exc} - f_{PTO})^T \dot{z} - x^T Q x = \dot{x}^T P x + x^T P \dot{x} \quad (2.17)$$

$$(f_{exc} - f_{PTO})^T C x - x^T Q x = x^T (A^T P + P A) x + (f_{exc} - f_{PTO})^T B_2^T (2 P) x \quad (2.18)$$

2.2 Modélisation de la dynamique d'un houlogénérateur direct : exemple de la bouée pilonnante

Par identification, on a déjà deux relations :

$$B_2^T (2 P) = C \quad (2.19)$$

$$A^T P + P A + Q = 0 \quad (2.20)$$

L'équation (2.20) est appelée équation de Lyapunov. D'après le lemme de Kalman-Yakubovich-Popov, il existe une paire de matrices (P, Q) définies positives définissant ainsi un système passif si et seulement si la partie réelle de la fonction de transfert $(H(s) = C (sI - A)^{-1} B_2)$ est toujours positive.

On peut constater que cette formulation ne se limite pas au cas (1 entrée - 1 sortie) : l'expression trouvée est valable du moment que les variables d'entrée et de sorties sont conjuguées au sens de la puissance (par exemple, en entrée on a les composantes du torseur cinématique et en sortie les composantes du torseur d'efforts ou inversement).

La résolution de ce système pour trouver les matrices P et Q à partir des matrices A , B_2 et C est un problème d'optimisation semi-définie positive (SDP). De nombreux outils existent pour résoudre ces problèmes. En particulier, sur Matlab, on peut trouver le *Semidefinite programming mode* de la bibliothèque CVX [60]. La résolution est basée sur le moteur de calcul SDPT3. Grâce à ces outils, on a pu retrouver les deux matrices P et Q représentant respectivement l'énergie mécanique stockée et la puissance perdue à partir des matrices A , B_2 et C définies en (2.10), (2.12) et (2.13).

La modélisation numérique permet déjà, à ce stade, de faire un essai de lâcher, comme celui illustré par la figure 2.4. On observe clairement la nature d'oscillateur amorti dans cet essai, et la cohérence du modèle : la décroissance de l'énergie mécanique $x^T P x$, sans excitation ni récupération, est clairement due à la puissance perdue par radiation $x^T Q x$.

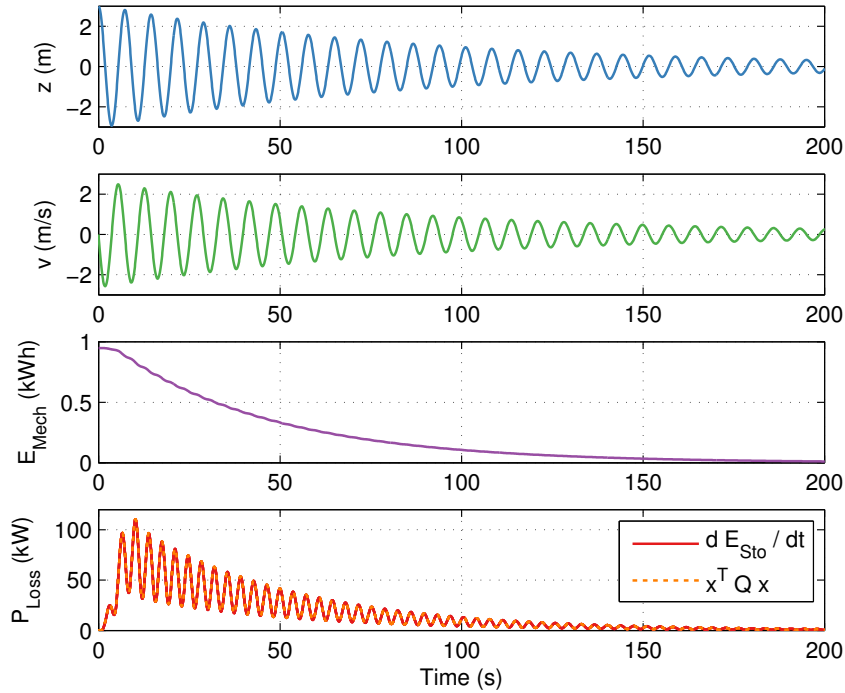


FIGURE 2.4 – Test de lâcher (sans excitation ni récupération) d'une hauteur de 3 mètres : position, vitesse, énergie mécanique stockée et pertes mécaniques en fonction du temps

2 Modélisation et optimisation de la récupération

À notre connaissance, nous sommes les premiers à utiliser un modèle énergétique explicite d'un houlogénérateur direct. En plus de permettre une vérification du comportement physique du système, ce modèle a été utilisé, comme nous le verrons plus loin (section 2.5), dans le contrôle prédictif.

2.2.4 Modélisation de l'excitation suivant les états de mer

L'état de mer est une description de la surface marine soumise à l'influence du vent sur une durée donnée. Pour décrire, modéliser et reconstruire numériquement l'élévation de la surface libre en un point, on utilise généralement la notion de densité spectrale de puissance de l'élévation de la surface en une position donnée du plan. En pratique, ce spectre peut être considéré comme stationnaire sur une durée de l'ordre de l'heure. Des campagnes de mesures ont été effectuées afin de trouver la meilleure forme de ce spectre [61].

En particulier, le spectre JONSWAP (JOint North Sea WAve Project) (voir figure 2.5) fait consensus dans le domaine de la modélisation hydrodynamique :

$$S_{EL}(\omega) = \alpha(\gamma) H_s^2 T_p \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^5 \exp \left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^4 \right) \gamma^{r(\omega)} \quad (2.21)$$

$$\text{Avec } \alpha(\gamma) = \frac{1}{2\pi} \frac{0.0624}{0.230 + 0.0366\gamma - 0.185(1.9 + \gamma)^{-1}} \quad (2.22)$$

$$r(\omega) = \exp \left(-\frac{(\omega - \omega_p)^2}{2 \sigma(\omega)^2 \omega_p^2} \right) \text{ avec } \sigma(\omega) = \begin{cases} 0.07 & \text{pour } \omega < \omega_p \\ 0.09 & \text{pour } \omega > \omega_p \end{cases} \quad (2.23)$$

Ces valeurs correspondent aux recommandations de l'International Towing Tank Conference (ITTC) [61]. Elles peuvent bien sûr être modifiées pour un meilleur ajustement suivant les situations lorsque l'on a la possibilité de travailler sur des données d'élévation mesurée.

Ce spectre dépend de trois paramètres :

- la hauteur significative des vagues H_s , qui est quatre fois l'écart type du signal d'élévation ;
- la période pic des vagues $T_p = \frac{2\pi}{\omega_p}$ qui correspond à l'abscisse du maximum de la densité spectrale ;
- γ qui décrit le pic du spectre, paramètre compris entre 1 et 7, sa valeur typique est 3.3 (valeur utilisée par la suite).

La force d'excitation $f_{exc}(t)$ est directement liée à l'élévation de la surface libre $el(t)$, et l'on peut donc faire apparaître une fonction de transfert $H_{exc}(s)$ pour exprimer cette relation :

$$F_{exc}(s) = H_{exc}(s)EL(s) \quad (2.24)$$

Or, il existe une relation de réciprocité entre cette fonction de transfert d'excitation et la fonction de transfert de radiation $H_{rad}(s)$. Pour une bouée pilonnante axisymétrique, dans le cadre de la théorie potentielle linéaire et sous l'hypothèse d'une profondeur d'eau infinie [62], cette relation s'écrit :

$$|H_{exc}(j\omega_k)| = \sqrt{4\Re(H_{rad}(j\omega)) \frac{\rho g^3}{2\omega^3}} \quad (2.25)$$

Cette relation va nous être utile afin de calculer des séries temporelles de force d'excitation, nécessaires à la simulation de la bouée pilonnante. En effet, on approximera la force d'excitation comme étant l'addition de différentes forces d'excitation monochromatiques :

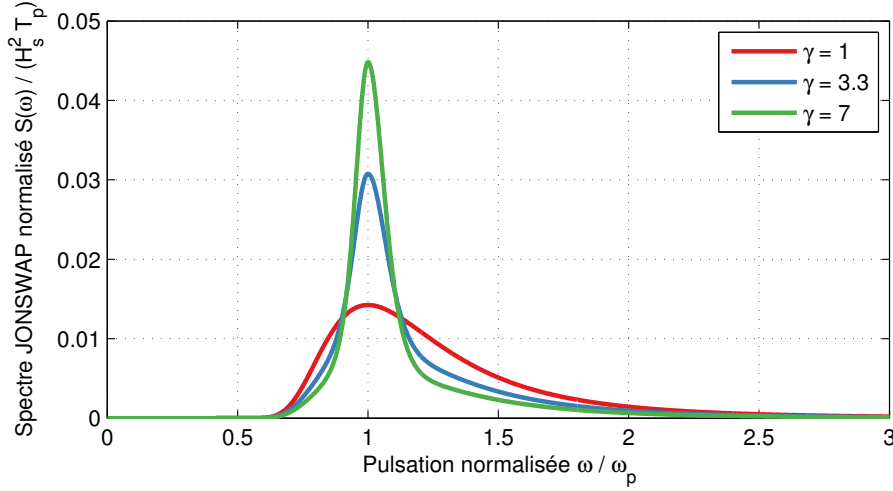


FIGURE 2.5 – Spectre JONSWAP normalisé en fonction de la pulsation normalisée pour différentes valeurs de γ permettant de décrire plus précisément le pic du spectre

$$f_{exc}(t) = \sum_{k=1}^N F_{exc\ rms\ k} \sqrt{2} \sin(\omega_k t + \phi_k) \quad (2.26)$$

Les différentes phases ϕ_k sont tirées aléatoirement et les pulsations ω_k sont réparties régulièrement. Dans notre cas, cette modélisation est similaire à la reconstruction d'une élévation temporelle avec des phases aléatoires, comme utilisée dans [63]. La valeur efficace de la force d'excitation pour chaque fréquence considérée utilise les informations sur la fonction de transfert de radiation et sur le spectre de houle considéré :

$$F_{exc\ rms\ k} = |H_{exc}(j\omega_k)| \sqrt{S_{EL}(\omega) \Delta\omega} \quad (2.27)$$

$$= \sqrt{4\Re(H_{rad}(j\omega)) \frac{\rho g^3}{2\omega^3} S_{EL}(\omega) \Delta\omega} \quad (2.28)$$

2.2.5 Efficacité du contrôle

Plusieurs auteurs ont montré [64] que, pour une bouée pilonnante axisymétrique, dans le cadre de la théorie potentielle linéaire et dans l'hypothèse d'une profondeur d'eau infinie, ce qui est le cas qui nous concerne, il existe une puissance moyenne absorbée maximale par pulsation ω dépendant de la valeur efficace de l'élévation de la surface libre $EL(\omega)$, directement liée au spectre de la houle :

$$p_{Wave}(\omega) = \frac{\rho g^3}{2\omega^3} EL(\omega)^2 = \frac{\rho g^3}{2\omega^3} S_{EL}(\omega) d\omega \quad (2.29)$$

où $p_{Wave}(\omega)$ est la puissance moyenne maximale absorbée, ρ la masse volumique de l'eau de mer (1025 kg/m^3) et g , l'accélération de la gravité terrestre (9.81 m/s^2). Cette propriété est directement liée à celle présentée juste avant sur le lien entre fonction de transfert d'excitation et de radiation. Cette relation n'est malheureusement pas universelle et s'applique donc difficilement dans un cadre plus général, comme le fait la limite de Betz pour l'éolien.

2 Modélisation et optimisation de la récupération

Ainsi pour retrouver la puissance moyenne totale théoriquement récupérable $\overline{P_{Wave}}$, il suffit d'intégrer sur toutes les fréquences :

$$\overline{P_{Wave}} = \int_0^\infty \frac{\rho g^3}{2\omega^3} S_{EL}(\omega) d\omega \quad (2.30)$$

Ce résultat est très utile, car il permet alors de quantifier l'efficacité d'un contrôle par rapport à ce maximum théorique. On définit ainsi une efficacité du contrôle η_C :

$$\eta_C = \frac{\overline{P_{Mech}}}{\overline{P_{Wave}}} = \frac{\overline{f_{PTO}} \dot{z}}{\overline{P_{Wave}}} \quad (2.31)$$

où $\overline{P_{Mech}}$ est la puissance mécanique moyenne convertie dans l'organe de récupération (*Power Take-Off*). On parlera plutôt d'efficacité que de rendement, car la puissance maximale n'est que potentielle, et ne représente aucune puissance existant réellement.

On peut, de façon beaucoup plus classique, définir un rendement sur cycle de la chaîne électrique :

$$\eta_E = \frac{\overline{P_{Prod}}}{\overline{P_{Mech}}} \quad (2.32)$$

L'efficacité que l'on va vouloir maximiser pour chaque état de mer est bien sûr l'efficacité globale $\eta_C \eta_E$.

Ce type de définition n'est malheureusement pas universel, parce que, dans un cas quelconque, on ne connaît pas la puissance maximale potentiellement récupérable $\overline{P_{Wave}}$ et l'on utilise donc le plus souvent, pour comparer les différentes technologies et contrôles, la notion de largeur équivalente de capture :

$$L = \frac{\overline{P_{Prod}}}{J_{Wave}} = \frac{\overline{P_{Prod}}}{\int_0^\infty \frac{\rho g^2}{2\omega} S_{EL}(\omega) d\omega} \quad (2.33)$$

L est la largeur équivalente de récupération, et J_{Wave} correspond à la puissance moyenne transportée par mètre de front de vague, en watts par mètre (nous rappelons ici que nous utilisons une hypothèse de mono-directionnalité des vagues).

2.3 Maximisation de la récupération

2.3.1 Problématique posée par le contrôle

Problème dans sa généralité

L'objectif de l'optimisation du contrôle d'un houlogénérateur est de maximiser l'énergie injectée au niveau du réseau tout au long de la durée de vie du système en respectant certaines contraintes.

Cette problématique n'est potentiellement pas limitée au contrôle du seul PTO, mais aussi à celui d'autres organes qui peuvent agir sur le système et aider à cette récupération. Parmi ceux-là, on peut retrouver :

- le ballastage contrôlé du houlogénérateur direct (*adaptive ballast control*), afin d'adapter la période propre du système à l'état de mer (contrôle lent) [65] ;

- un frein et/ou un débrayage commandé pour des contrôles discrets comme le *latching* ou le *declutching* [66].

L'étude proposée ici se concentre surtout sur le contrôle d'un PTO sans autres organes d'aide. Ce choix est guidé par celui d'étudier des houllogénérateurs directs à chaîne directe : en minimisant le nombre de pièces en mouvement, nous espérons maximiser la fiabilité globale.

Variable de contrôle

La variable de contrôle qui apparaît naturellement est la force f_{PTO} , car, au sens de la physique, et comme vu dans le cadre de la modélisation, cette force fait partie des causes, et les mouvements des effets. De plus, dans le cadre d'une conversion électromagnétique utilisant une machine synchrone par exemple, il est relativement simple de contrôler le couple (pour une machine tournante) ou la force (pour une machine linéaire), avec un contrôle vectoriel.

Bien sûr, l'ajout d'autres boucles, externes, de contrôle permettrait de contrôler la vitesse ou la position, comme testé dans [27] : c'est la base utilisée par les contrôles phase-amplitude *phase and amplitude control* [67]. Nous n'avons pas retenu ce type d'hypothèse, car contrôler la vitesse ne permet pas de prendre en compte simplement les limitations en force appliquées par la génératrice, ce qui nous apparaissait comme très important.

On peut donc formuler le problème du contrôle, dans notre cas, comme celui de la maximisation de la production d'énergie sur son cycle de fonctionnement en contrôlant la force appliquée par la génératrice f_{PTO} à chaque instant t :

$$\arg \max_{f_{PTO}(t)} \int_0^{\Delta t} P_{Prod}(t) dt \quad (2.34)$$

Autres problèmes d'optimisation d'une commande à but énergétique

Dans le domaine de la génération d'électricité, les problèmes de maximisation de la production sont relativement classiques. Dans ce domaine, on les retrouve souvent sous le sigle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) dans le cadre, par exemple, de l'éolien, de l'hydraulien ou du photovoltaïque.

La différence majeure entre notre problème et celui traité dans ces cas est que la maximisation de la puissance ne correspond pas à un point de fonctionnement par état stationnaire : en effet, dans le cas du photovoltaïque, on cherche à régler une amplitude de courant transitant dans un panneau. Dans le cadre hydraulien ou éolien, on cherche à régler la valeur de la vitesse de rotation des pales. Donc, à chaque état considéré comme stationnaire correspond une commande optimale, sous la forme d'une valeur unique, que l'on peut régler, en pratique, en utilisant une table de valeur (*Look-Up Table*). Pour un houllogénérateur dans un état stationnaire (le même état de mer), la maximisation de la production ne pourra pas être obtenue en associant une constante à une variable de contrôle.

D'autres problèmes d'optimisation énergétique concernent la minimisation de consommation, comme par exemple dans le cadre de la robotique industrielle, de la robotique autonome ou des véhicules (voiture, métro, train, avion, ...).

Dans le cadre de la robotique industrielle et de certains véhicules (métro, train, avion), l'environnement est semblable d'une utilisation à l'autre et les tâches à effectuer sont répétées. La minimisation de la consommation, comme objectif primaire ou secondaire, devient alors un problème pouvant être résolu hors-ligne, si l'on a une modélisation énergétique suffisamment précise. Il n'y a, dans ces cas-là, ni contrainte de temps réel, ni aspect stochastique à prendre en compte. Le

résultat peut ensuite être réutilisé dans la programmation des trajectoires à effectuer (ce qui ne signifie pas qu'elle se font en boucle ouverte). Dans le cadre de la houlogénération, la prédiction de la houle ne pourra pas dépasser quelques secondes, et donc, les aspects stochastiques et temps réel sont véritablement contraignants.

Il semblerait ainsi que les spécificités de notre problème se rapproche de celles des problèmes de robots et de véhicules autonomes, avec, en particulier, des aspects stochastiques importants, une contrainte de temps réel et une liaison nécessairement très forte avec l'observation, les capteurs et la prédiction. Nous rappelons ici que ce domaine est très actif et que des verrous techniques et scientifiques restent à lever.

2.4 Optimisation d'un contrôle paramétré : masse - ressort - amortisseur

Une partie des résultats de cette partie ont été présentés dans [16].

2.4.1 Présentation du problème à résoudre

Le problème complet étant assez complexe, nous avons voulu utiliser ici un contrôle paramétré avec peu de contraintes afin d'effectuer différentes études préliminaires. Nous supposons que le système est dans un état de mer stationnaire et que le contrôle peut éventuellement s'adapter de manière lente à différents états de mer, comme dans [21].

Le contrôle paramétré est inspiré d'un système oscillant du 2nd ordre (masse - ressort - amortisseur) émulé par la génératrice électrique afin de s'adapter au système et à l'état de mer. On considérera dans cette partie que les pertes dans la chaîne électrique seront proportionnelles à la valeur absolue de la puissance mécanique (voir figure 2.6) :

$$\max_{M_{PTO}, B_{PTO}, K_{PTO}} \int_0^{T_{sim}} P_{Prod}(t) dt \quad (2.35)$$

s.t.

$$f_{PTO} = K_{PTO} z + B_{PTO} \dot{z} + M_{PTO} \ddot{z} \quad (2.36)$$

$$P_{Prod} = f_{PTO} \dot{z} - c_{loss} P |f_{PTO} \dot{z}| \quad (2.37)$$

2.4.2 Impédance mécanique de la bouée et du contrôle

De la même manière qu'une impédance électrique lie le courant traversant un dipôle à la tension à ses bornes, on peut définir une impédance mécanique de la bouée $Z_{Buoy}(s)$ liant la vitesse de la bouée à la force d'excitation et à la force de récupération :

$$Z_{Buoy}(s) = |Z_{Buoy}(s)| \exp(\theta_{Buoy}) = \frac{F_{exc} - F_{PTO}}{sZ(s)} = \frac{(m + a_\infty) s^2 + H_{rad}(s) s + k_{hs}}{s} \quad (2.38)$$

De même, le contrôle proposé peut se réduire à une impédance du contrôle $Z_{PTO}(s)$:

$$Z_{PTO}(s) = |Z_{PTO}(s)| \exp(\theta_{PTO}) = \frac{F_{exc} - F_{PTO}}{sZ(s)} = \frac{M_{PTO} s^2 + B_{PTO} s + K_{PTO}}{s} \quad (2.39)$$

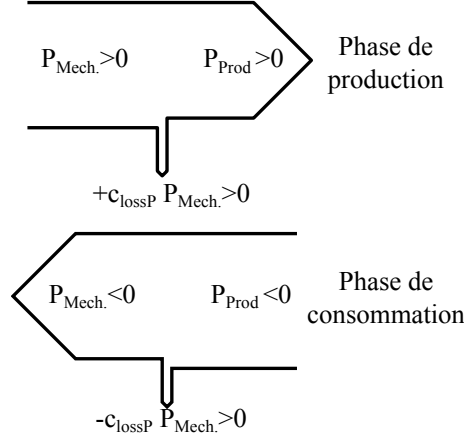


FIGURE 2.6 – Modèle de pertes proportionnelles à la valeur absolue de la puissance mécanique (c_{lossP} : coefficient de pertes)

Le problème dans la suite sera donc de trouver l'impédance de contrôle $Z_{PTO}(s)$ qui maximise l'énergie récupérée :

$$\max_{Z_{PTO} \in \mathbb{C}} \int_0^{T_{sim}} (f_{PTO} \dot{z} - \tilde{c}_{lossP} |f_{PTO} \dot{z}|) dt \quad (2.40)$$

Nous remarquerons qu'au lieu d'utiliser directement le coefficient de pertes correspondant à notre modélisation de la chaîne c_{lossP} , nous utilisons une approximation de celui-ci \tilde{c}_{lossP} , ce qui nous permettra de vérifier la sensibilité de la performance de la récupération par rapport à ce paramètre, et, par extension, par rapport au modèle de pertes utilisé.

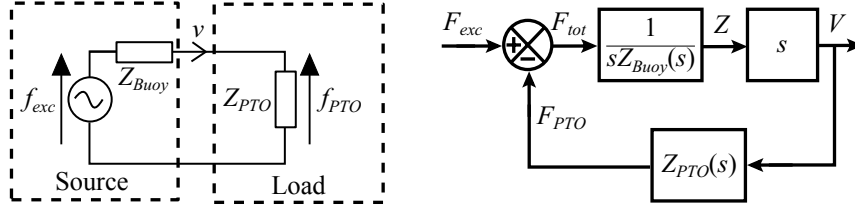


FIGURE 2.7 – Analogie électrique mécanique avec des impédances mécaniques et structure du contrôle de la bouée

L'analogie électrique et la structure de la commande sont illustrées sur la figure 2.7. Clairement, la mise en série de l'impédance de la bouée et de l'impédance du contrôle fait apparaître une impédance totale :

$$Z_{tot} = |Z_{tot}(s)| \exp(\theta_{tot}) = Z_{Buoy} + Z_{PTO} \quad (2.41)$$

2.4.3 Optimisation dans le cas monochromatique

Résolution de l'optimisation du contrôle

Nous allons tout d'abord étudier le cas monochromatique, très simple à étudier. Pour cela, nous allons considérer une force d'excitation sinusoïdale à une pulsation ω :

2 Modélisation et optimisation de la récupération

$$f_{exc} = F_{exc} \sqrt{2} \sin(\omega t) \quad (2.42)$$

On déduit donc à partir de l'impédance totale, la vitesse et la force du récupérateur et donc la puissance mécanique instantanée :

$$\dot{z} = \frac{F_{exc}}{|Z_{tot}(j\omega)|} \sqrt{2} \sin(\omega t - \theta_{tot}) \quad (2.43)$$

$$f_{PTO} = \frac{F_{exc} |Z_{PTO}(j\omega)|}{|Z_{tot}(j\omega)|} \sqrt{2} \sin(\omega t - \theta_{tot} + \theta_{PTO}) \quad (2.44)$$

$$P_{Mech}(t) = f_{PTO} \dot{z} = \frac{F_{exc}^2 |Z_{PTO}(j\omega)|}{|Z_{tot}(j\omega)|^2} \sqrt{2} \sin(\omega t - \theta_{tot}) \sin(\omega t - \theta_{tot} + \theta_{PTO}) \quad (2.45)$$

Afin de vérifier la performance sur un cas monochromatique, il suffit de regarder sur une période. Dans ce cas, la fonction objectif J est donc :

$$J = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} (P_{Mech}(t) - \tilde{c}_{lossP} |P_{Mech}(t)|) dt \quad (2.46)$$

Afin de nous aider à résoudre ce problème, nous allons définir une fonction intégrale $I(\theta_{PTO})$:

$$I(\theta_{PTO}) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} |\cos(\theta_{PTO}) + \cos(2\theta + \theta_{PTO})| d\theta \quad (2.47)$$

Il est très aisé alors de prouver que la fonction objectif J s'écrit, grâce à cette fonction intégrale, comme suit :

$$J = \frac{F_{exc}^2 |Z_{PTO}(j\omega)|}{|Z_{tot}(j\omega)|^2} [\cos(\theta_{PTO}) - \tilde{c}_{lossP} I(\theta_{PTO})] \quad (2.48)$$

Les conditions pour maximiser cette fonction objectif en jouant uniquement sur le contrôle reviennent à une condition sur le module et une autre sur l'argument de $Z_{PTO}(j\omega)$:

$$|Z_{PTO}(j\omega)| = |Z_{Buoy}(j\omega)| \quad (2.49)$$

$$\begin{aligned} 0 &= \sin(\theta_{PTO}) + \sin(\theta_{Buoy}) \\ &+ \tilde{c}_{lossP} I'(\theta_{PTO}) (1 + \cos(\theta_{PTO} - \theta_{Buoy})) \\ &+ \tilde{c}_{lossP} I(\theta_{PTO}) \sin(\theta_{PTO} - \theta_{Buoy}) \end{aligned} \quad (2.50)$$

L'angle de l'impédance de contrôle optimum en fonction de l'angle de l'impédance de la bouée et du coefficient de perte \tilde{c}_{lossP} est montré figure 2.8. Sur cette figure, on voit clairement apparaître deux solutions qui sont classiquement présentées dans la littérature :

- $\tilde{c}_{lossP} = 0 \Rightarrow \theta_{PTO} = -\theta_{Buoy}$, il s'agit alors du contrôle complexe-conjugué qui permet de maximiser la puissance mécanique moyenne ;
- $\tilde{c}_{lossP} \rightarrow 1 \Rightarrow \theta_{PTO} = 0$, l'impédance de contrôle Z_{PTO} est purement réelle et il s'agit donc d'un contrôle passif de type frottement visqueux. Remarquons que ce contrôle correspond à un cas absurde où la quasi-totalité de la puissance mécanique récupérée est finalement perdue.

On peut voir que toutes les autres valeurs comprises entre 0 et 1 correspondent à un compromis entre ces deux contrôles.

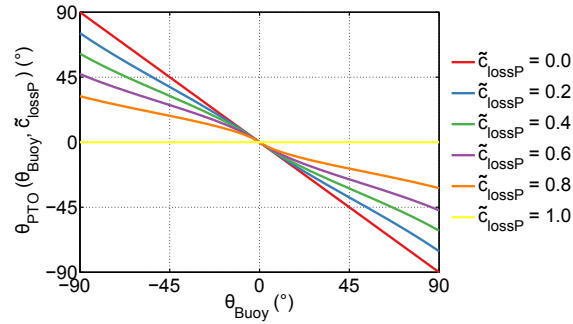


FIGURE 2.8 – Angle de l'impédance du contrôle en fonction de l'angle de l'impédance de la bouée et paramétré par le coefficient de pertes \tilde{c}_{lossP} considéré

Performances des différents contrôles

Grâce à ces résultats, on peut optimiser la force de récupération pour chaque pulsation et étudier la performance de la récupération globale en fonction des différents paramètres. Les trois contrôles correspondants seront étudiés :

- le contrôle complexe-conjugué (C-C) qui maximise la puissance mécanique moyenne ;
- le contrôle passif optimal (P) qui minimise les échanges d'énergies et donc maximise l'efficacité de la chaîne électrique mais avec une puissance mécanique moyenne plus faible ;
- le contrôle compromis (T-O pour *Trade-off*) qui permet de maximiser la production globale.

À noter que pour chaque valeur de pulsation, l'impédance du contrôle doit s'adapter à celle de la bouée, les résultats présentés tiennent compte de cela. On peut voir les résultats sur l'efficacité du contrôle, η_C , du rendement de la chaîne électrique η_E et de l'efficacité globale de la récupération $\eta_C\eta_E$ en fonction de la pulsation sur la figure 2.9.

On vérifie bien sur cette figure que, malgré le fait que la commande complexe-conjuguée ait une parfaite efficacité de la récupération et que la commande passive ait le meilleur rendement électrique, c'est le contrôle compromis qui permet la meilleure efficacité globale de récupération pour toutes les valeurs de pulsation.

On observe également que la commande complexe-conjuguée induit, pour certaines pulsations, tellement d'échange d'énergie entre la bouée et le réseau qu'elle finit par avoir un rendement négatif quand on s'éloigne trop de la pulsation de résonance naturelle.

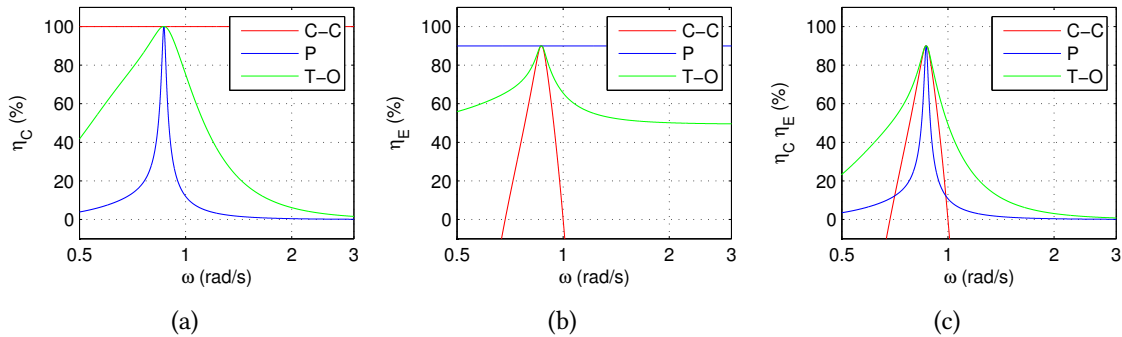


FIGURE 2.9 – Comparaison de l'efficacité du contrôle η_C , du rendement de la chaîne électrique η_E et de l'efficacité globale de la récupération $\eta_C\eta_E$ pour le contrôle complexe-conjugué (C-C), passif (P) et un compromis entre les deux (T-O)

2 Modélisation et optimisation de la récupération

En gardant l'hypothèse $c_{loss P} = 0.1$, on peut étudier l'impact d'un changement du coefficient de contrôle $\tilde{c}_{loss P}$ en le faisant varier de 0.01 à 1, pour une pulsation donnée ($\omega = 0.65$ rad/s). Les évolutions de ces différentes efficacités en fonction de ce paramètre sont illustrées par la figure 2.10. Logiquement, l'efficacité globale est maximale lorsqu'on se rapproche de la valeur de $c_{loss P}$, ici 0.1. On peut remarquer toutefois que l'on reste au-delà de 90 % du maximum pour une assez large fourchette de valeur ($\tilde{c}_{loss P} \in [0.056; 0.18]$). Il semble donc que le contrôle soit relativement robuste par rapport à ce coefficient et qu'il ne nécessite donc pas une grande précision dans le modèle de pertes utilisé.

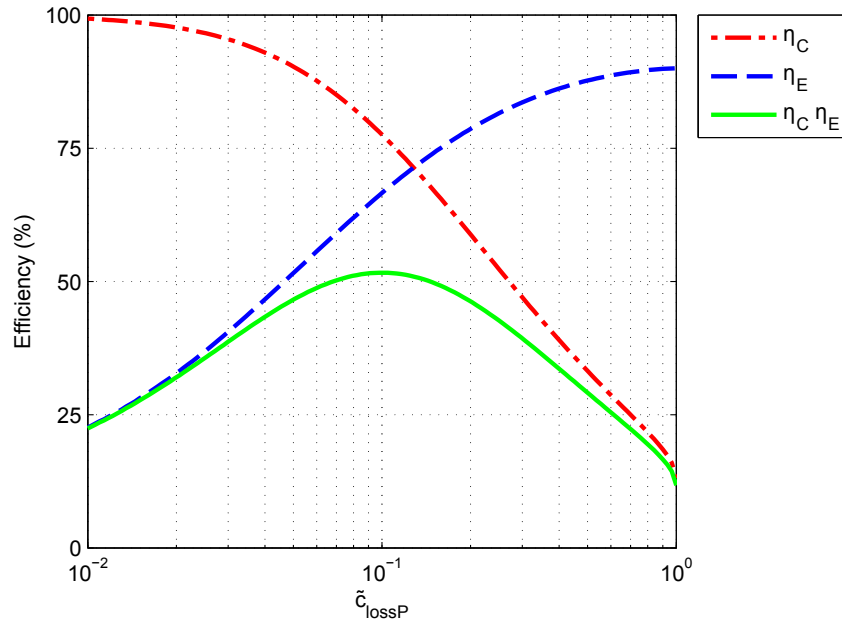


FIGURE 2.10 – Efficacité du contrôle η_C , rendement de la chaîne électrique η_E et efficacité globale de la récupération $\eta_C \eta_E$ dans le cas monochromatique en fonction du coefficient de pertes pour le contrôle utilisé (pulsation $\omega = 0.65$ rad/s, $c_{loss P} = 0.1$)

2.4.4 Optimisation dans le cas polychromatique

Résolution de l'optimisation du contrôle

Contrairement au cas monochromatique, on ne peut pas résoudre analytiquement le problème dans le cas polychromatique. L'un des problèmes est qu'il n'est pas possible de régler de façon indépendante le module et l'argument de la réponse fréquentielle du contrôle (impédance du contrôle). C'est pour cela qu'une forme classique d'impédance de contrôle dépendant de l'état de mer sera utilisée :

$$Z_{PTO}(s) = \frac{M_{PTO}(T_p) s^2 + B_{PTO}(T_p) s + K_{PTO}(T_p)}{s} \quad (2.51)$$

où M_{PTO} , B_{PTO} et K_{PTO} sont respectivement des termes émulsés de masse, d'amortissement et de raideur. Bien que préexistante à nos études, cette forme générique est rarement utilisée malgré ses avantages de souplesse et de simplicité. Nous la nommons par la suite contrôle masse-ressort-amortisseur.

Afin d'optimiser ces trois termes pour chaque état de mer de façon simple, on optimise la fonction objectif comme une somme pondérée de résultats monochromatiques, pour ensuite tester ces contrôles par simulation temporelle. La méthode consistant à optimiser dans le plan fréquentielle le contrôle est très utile afin de réduire le temps de calcul. Avec d'autres hypothèses de pertes (quadratique en force et/ou en vitesse), les résultats dans les deux cas (temporel et fréquentiel) seraient identiques, car correspondant à l'identité de Parseval qui lie l'énergie dans le domaine fréquentiel et temporel. Le calcul de cette fonction objectif est réalisé à l'intérieur d'un algorithme d'optimisation du simplexe de Nelder-Mead (fonction *fminsearch()* de Matlab) prenant comme argument à optimiser les trois paramètres de la loi de gestion.

Les termes émules doivent être choisis soigneusement pour des raisons de stabilité. En effet, des termes émules de masse ou de raideur négatifs peuvent réduire significativement la stabilité. On peut étudier cette propriété de stabilité en étudiant la fonction de transfert en boucle ouverte (*OL : Open Loop*) correspondant au passage de la somme des forces (récupération et excitation) à la force de récupération :

$$H_{OL}(s) = \frac{Z_{PTO}(s)}{Z_{Buoy}(s)} \quad (2.52)$$

$$= \frac{M_{PTO} s^2 + B_{PTO} s + K_{PTO}}{(m + a_\infty) s^2 + H_{rad}(s) s + k_{hs}} \quad (2.53)$$

On peut alors étudier les deux limites de cette fonction de transfert, pour des pulsations qui tendent vers 0 ou vers l'infini :

$$\lim_{\omega \rightarrow 0} H_{OL}(j\omega) = \frac{K_{PTO}}{k_{hs}} \quad (2.54)$$

$$\lim_{\omega \rightarrow \infty} H_{OL}(j\omega) = \frac{M_{PTO}}{m + a_\infty} \quad (2.55)$$

Le point critique pour la stabilité d'un système est lorsque sa fonction de transfert en boucle ouverte se rapproche de la valeur $H_{OL}(j\omega) = -1$. Pour limiter la distance avec ce point critique et donc améliorer la stabilité (et par là même la robustesse du contrôle), on peut limiter l'amplitude des valeurs utilisées pour le terme de masse et de raideur émules. En effet, dans les cas rencontrés jusqu'ici, la distance minimale au point critique est toujours rencontrée avec les deux asymptotes (pulsation tendant vers 0 ou l'infini). Trois cas ont été étudiés :

- pas de contraintes sur ces termes, pouvant donc correspondre à des cas où la stabilité peut être très limitée ;
- une contrainte relativement faible, où les valeurs de masses et de raideurs émules sont limitées, lorsqu'elles sont négatives, à la moitié de la valeur d'inertie et de raideur de la bouée (ceci correspondant à une marge de gain de 6 dB) ;
- Une contrainte forte avec une interdiction d'utiliser des valeurs négatives pour les valeurs de masses et de raideurs émules (ceci correspondant à une marge de gain infinie).

Les tests en bassins effectués par Romain Genest [27] semblent indiquer que ces valeurs, en valeur absolue, peuvent atteindre 75 % des valeurs de la bouée (en valeur absolue) sans que cela ne pose problème (marge de gain de 2.5 dB).

Afin d'avoir une fonction de transfert du contrôle réalisable pour la simulation, il faut que celle-ci soit causale, et donc que le degré du numérateur soit inférieur ou égal au degré du dénominateur. Pour régler ce souci, nous rajoutons un filtre passe-bas d'ordre 1, de constante de temps $\tau = 10$ ms tel que ce dernier n'ait pas d'incidence pour les pulsations correspondantes au spectre de la houle :

$$Z_{PTO} = \frac{M_{PTO} s^2 + B_{PTO} s + K_{PTO}}{s(1 + \tau s)} \quad (2.56)$$

Il s'agit donc d'une stratégie de contrôle causale, flexible, facile à implémenter (même équation qu'un correcteur proportionnel-Intégral-Dérivé). Le fait de contrôler ces trois paramètres permet à la fois de régler la pulsation de résonance en boucle fermée, mais aussi, comparée aux contrôles avec seulement un terme de masse émulé ou un terme de raideur émulé, de contrôler la bande passante de la résonance, ce qui est très important lorsque l'excitation est polychromatique.

Résultats

L'état de mer considéré dans cette partie correspond à une hauteur significative $H_s = 2.5$ m et une période pic $T_p = 9.5$ s. Les simulations temporelles, réalisées grâce à Matlab/Simulink, durent 628 s et sont répétées 20 fois avec différents tirages aléatoires de phases initiales des composantes fréquentielles la force d'excitation.

Comme pour le cas monochromatique, on souhaite connaître l'influence des différents paramètres utilisés dans le contrôle, en particulier les limitations apportées pour la stabilité et le coefficient de pertes. La figure 2.11 montre ces différentes influences. Chaque couleur correspond à des limites de stabilité différentes (en bleu, pas de contraintes, en vert, contrainte faible et en rouge contrainte forte). Les traits continus correspondent aux résultats des simulations numériques et les traits discontinus aux résultats attendus à partir de l'optimisation fréquentielle.

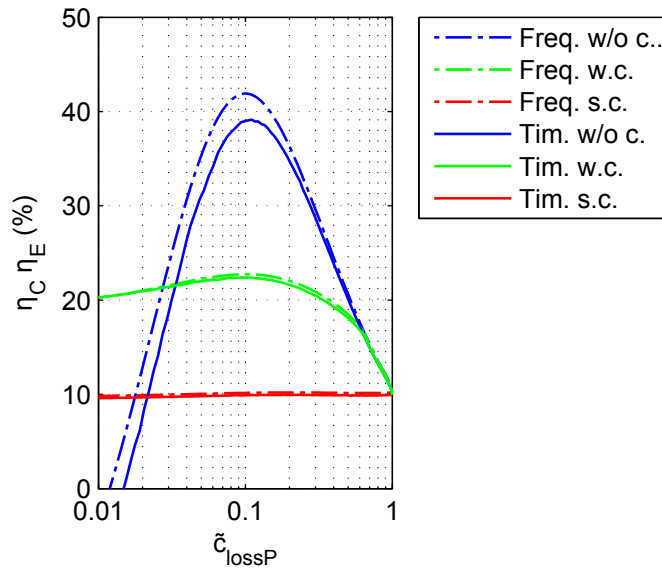


FIGURE 2.11 – Efficacité globale de la récupération $\eta_C \eta_E$ dans le cas multichromatique ($H_s = 2.5$ m, $T_p = 9.5$ s) en fonction du coefficient de pertes $\tilde{\zeta}_{lossP}$ pour le contrôle utilisé ($c_{lossP} = 0.1$). Les couleurs correspondent aux contraintes liées à la stabilité : en bleu, pas de contraintes, en vert, contrainte faible et en rouge contrainte forte. Les traits continus correspondent aux résultats des simulations temporelles et les traits discontinus aux résultats attendus à partir de l'optimisation fréquentielle.

On voit que l'optimisation fréquentielle tend à légèrement surestimer l'efficacité globale, mais arrive à des résultats assez proches. Ceci permet de justifier l'optimisation des paramètres dans le domaine fréquentiel.

On observe aussi que les contraintes ajoutées sur les coefficients, afin de garantir la stabilité, changent les résultats de façon très significative. De façon évidente, les contraintes diminuent le maximum atteignable, mais limitent aussi les plages de rendement négatif lorsque les pertes sont sous-estimées. La robustesse des contrôles face à cette problématique a donc besoin d'être étudiée un peu plus en profondeur afin de définir des critères liés à la stabilité et la robustesse du contrôle.

Pour la suite, nous utilisons une contrainte faible, limitant ainsi les paramètres d'inertie et de raideurs émulsés à la moitié des valeurs correspondantes de la bouée. Nous pouvons alors comparer les trois contrôles étudiés dans le cas monochromatique : le contrôle passif, le contrôle complexe-conjugué et le contrôle compromis. Les résultats temporels sont montrés sur la figure 2.12.

On peut noter à travers cette comparaison que l'échelle de variation de la puissance mécanique n'est pas du tout la même dans ces trois cas, et ne nécessite donc pas du tout le même dimensionnement de la chaîne électrique. Si le type d'étude montrée ici peut être intéressante afin d'avoir des ordres de grandeur pour faire, par exemple, des pré-dimensionnements, on voit bien, à travers cet exemple, que les contraintes liées à la chaîne électrique seront bien plus importantes à considérer pour l'optimisation du contrôle qu'une simple prise en compte des pertes.

En effet, il faut aussi prendre en compte les limites dans le plan force-vitesse d'un ensemble machine-convertisseur, en ayant à l'esprit qu'une plus grosse chaîne électrique peut en effet permettre une meilleure récupération, mais que sa taille influence aussi directement les coûts d'investissement liés au minimum à cette dernière (en effet, cela peut aussi avoir des implications sur le dimensionnement mécanique d'autres composants). Voilà pourquoi nous nous sommes tournés vers un contrôle de type MPC, permettant de prendre en compte les limites de la chaîne électrique.

2.5 Contrôle de type MPC, contraint par une chaîne électrique, utilisant un modèle énergétique

2.5.1 Présentation du problème à résoudre

Le problème à résoudre est presque le même que précédemment. Néanmoins, deux choses importantes vont changer :

- le contrôle n'est plus paramétré et nous devons donc trouver les valeurs de f_{PTO} à chaque instant, et non un nombre fini de paramètres valables pour un état de mer ;
- cette force f_{PTO} sera limitée par une force maximale F_{Max} et la puissance mécanique limitée par une puissance maximale P_{Max} .

Ces limitations, suite aux travaux précédents, apparaissent naturellement comme importantes : on considérera par la suite que la limite en force vient avant tout des limitations du convertisseur électromécanique (machine électrique) et que la limitation en puissance provient avant tout du convertisseur statique (électronique de puissance).

De plus, le terme de pertes dans la chaîne électrique ne sera plus proportionnel à la puissance, mais quadratique en force, avec un coefficient de pertes $c_{loss} F$, ce que l'on peut considérer plus réaliste pour une chaîne électrique.

Ce modèle est résumé par la figure 2.13.

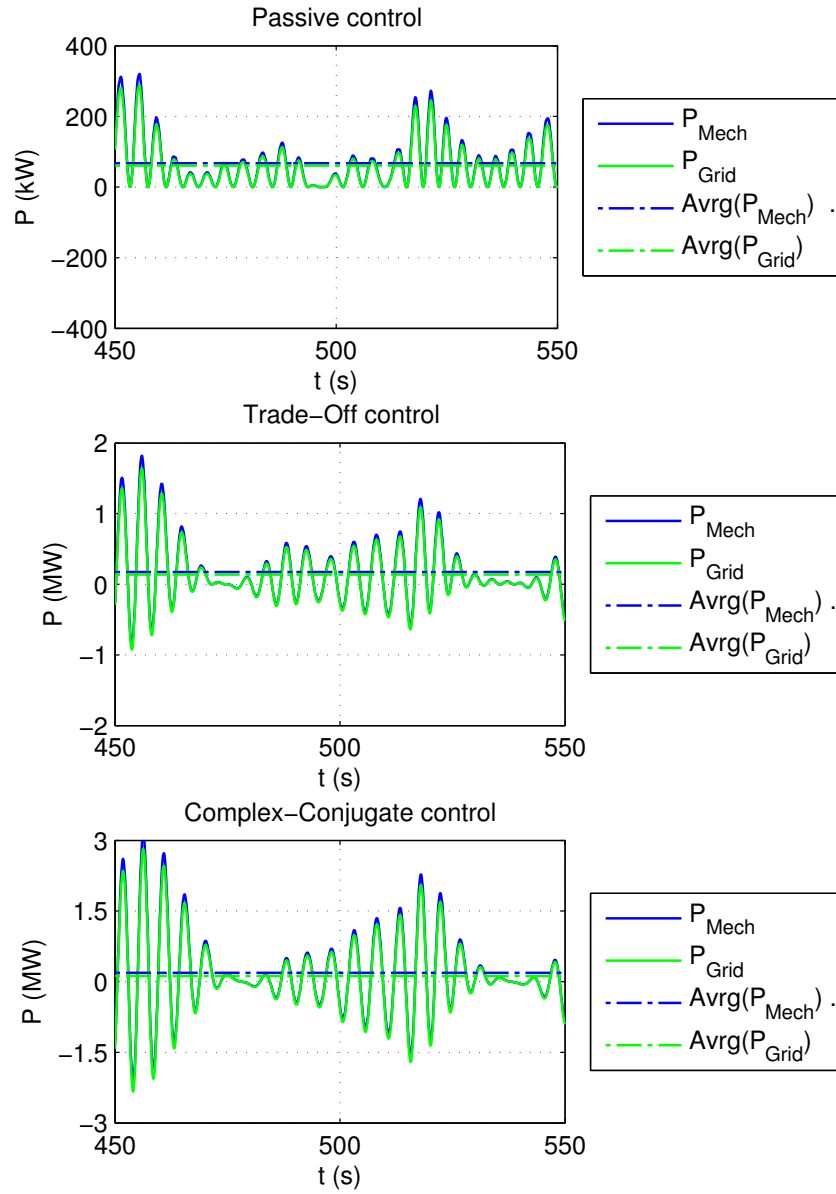


FIGURE 2.12 – Comparaison des séries temporelles de puissances mécaniques et de puissance électrique pour trois contrôles différents : le contrôle passif, le contrôle compromis et le contrôle complexe-conjugué ($H_s = 2.5$ m, $T_p = 9.5$ s, $c_{\text{loss } P} = 0.1$). Notons que l'échelle des ordonnées est différente dans les trois cas.

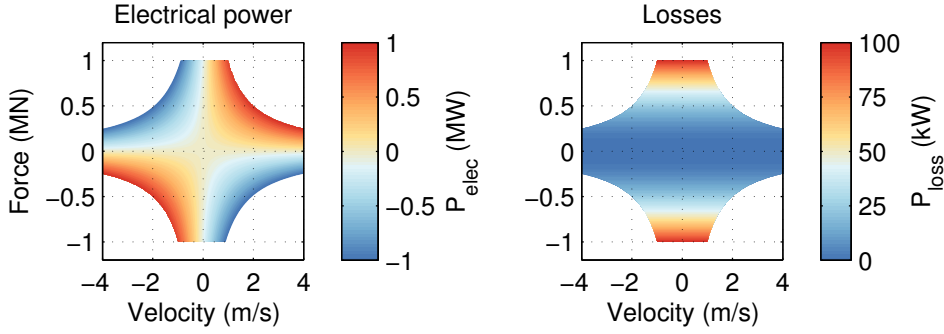


FIGURE 2.13 – Puissance électrique et pertes dans la chaîne électrique en fonction de la vitesse de la bouée \dot{z} et de la force de récupération f_{PTO} avec $F_{max} = 1\text{ MN}$, $P_{max} = 1\text{ MW}$ et $c_{loss} = 0.1\text{ MW/MN}^2$

Le problème que l'on se propose de résoudre est donc le suivant :

$$\arg \max_{f_{PTO}(t)} \int_0^{T_{sim}} P_{Prod}(t) dt \quad (2.57)$$

s.t.

$$|f_{PTO}| \leq F_{max} \quad (2.58)$$

$$|f_{PTO} \cdot \dot{z}| \leq P_{max} \quad (2.59)$$

$$P_{Prod} = f_{PTO} \dot{z} - c_{loss} F f_{PTO}^2 \quad (2.60)$$

Il n'est pas réaliste de chercher à trouver ces valeurs sur une durée très longue, il faut se limiter à un horizon fini, ce que l'on peut faire grâce à la mise en place d'un contrôle prédictif (*Model Predictive Control*).

Afin de mettre en place ce contrôle, nous avons choisi d'utiliser le principe du maximum de Pontryagin [68], qui permet d'optimiser l'énergie récupérée sur un horizon fini T_h . Comme nous pouvons le voir sur la figure 2.14 qui représente les interactions entre les principaux éléments du système, une observation de l'état du système et une prédiction de l'effort appliqué sur la bouée sont nécessaires à l'obtention du contrôle optimal f_{PTO}^* .

Dans la suite de l'étude, nous supposons une connaissance parfaite de l'état du système x , à l'instant de prise de décision t_0 , ainsi que de la force d'excitation sur l'horizon de calcul, de t_0 à $t_0 + T_h$. Bien entendu, l'observation et la prédiction ne peuvent pas être parfaites.

La fonction objectif J à maximiser est définie à chaque instant t_0 par :

$$J(t_0) = \int_{t_0}^{t_0+T_h} L(x,u) dt + \Psi(x(t_0 + T_h)) \quad (2.61)$$

où

$$L = \frac{1}{m + a_\infty} (f_{PTO} \dot{z} - \tilde{c}_{loss} F f_{PTO}^2) \quad (2.62)$$

$$\Psi(x) = \frac{1}{m + a_\infty} \cdot \alpha \cdot E_{Mech}(x) = \frac{1}{m + a_\infty} \cdot \alpha \cdot x^T P x \quad (2.63)$$

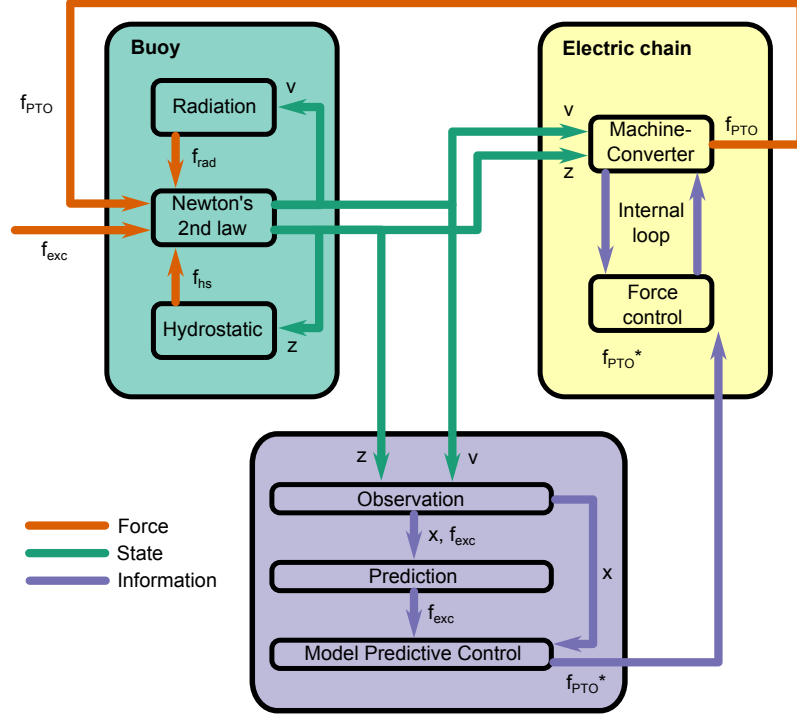


FIGURE 2.14 – Interactions entre la bouée, la chaîne électrique et le contrôle dans le cadre d'un contrôle prédictif

et le problème à résoudre est le suivant :

$$\max_{f_{PTO}(t)} J(t_0) \quad (2.64)$$

s.t.

$$|f_{PTO}| \leq F_{max} \quad (2.65)$$

$$|f_{PTO} \cdot \dot{z}| \leq P_{max} \quad (2.66)$$

La puissance produite correspond donc au Lagrangien L , à une constante près. Ici, il est approximé avec un coefficient de pertes estimé $\tilde{c}_{loss} F$ qui, dans l'idéal, sera très proche du coefficient de pertes réel $c_{loss} F$.

La fonction Ψ correspond à un coût final : elle donne un poids à l'état du système à la fin de l'horizon de calcul $x(t_0 + T_h)$. En effet, il semble intéressant de maximiser une partie α de l'énergie mécanique E_{Mech} car celle-ci peut être utilisée après l'horizon pour être récupérée. Lorsque le coefficient est nul ($\alpha = 0$), on ne cherche pas à maximiser cette énergie mécanique, tandis que si ce coefficient est unitaire ($\alpha = 1$), on donne à cette énergie le même poids que l'énergie convertie durant l'horizon de calcul T_h .

Notons que le terme d'inertie $(m + a_\infty)$ ne change pas le problème, mais est ajouté pour des problèmes de dimension.

2.5.2 Mise en place et résolution du problème MPC

Utilisation d'une fonction barrière pour la contrainte en puissance

La contrainte en puissance est une contrainte mixte état-contrôle, ce qui peut rendre plus compliquée l'utilisation du principe du maximum de Pontryagin [69]. Afin d'éviter ces difficultés, on introduit une fonction barrière b définie par :

$$b(a) = \begin{cases} 0 & \text{if } |a| \leq 1 - \epsilon \\ 0.5 \left(\frac{|a| - (1 - \epsilon)}{\epsilon} \right)^2 & \text{if } |a| > 1 - \epsilon \end{cases} \quad (2.67)$$

et une nouvelle fonction L :

$$L(x, u) = \frac{1}{m + a_\infty} \left(f_{PTO} \cdot \dot{z} - \tilde{c}_{loss} F \cdot f_{PTO}^2 - P_{max} \cdot b \left(\frac{f_{PTO} \cdot \dot{z}}{P_{max}} \right) \right) \quad (2.68)$$

Le problème revient donc à maximiser la fonction objectif J définie par l'équation (2.61) sous la seule contrainte de force (équation (2.65)), la contrainte en puissance étant prise en compte par la fonction barrière.

La dérivée de cette fonction barrière b' nous sera également utile :

$$b'(a) = \begin{cases} 0 & \text{if } |a| \leq 1 - \epsilon \\ \frac{\text{sgn}(a)}{\epsilon^2} (|a| - (1 - \epsilon)) & \text{if } |a| > 1 - \epsilon \end{cases} \quad (2.69)$$

Nous pouvons remarquer que b' est une fonction monotone décroissante et que c'est une fonction impaire $b'(a) = \text{sign}(a) \cdot b'(|a|)$.

Une représentation graphique de la fonction barrière b et de sa dérivée b' sont montrées sur la figure 2.15 pour différentes valeurs de ϵ .

Hamiltonien et dynamique du vecteur d'état adjoint

L'Hamiltonien est défini par :

$$H = p^T f(x, u, t) + L(x, u) \quad (2.70)$$

où p est le vecteur d'état adjoint (*costate vector*), de même taille que le vecteur d'état.

La dynamique de cet état adjoint p est la suivante :

$$\dot{p} = -\frac{\partial H}{\partial x} \quad (2.71)$$

$$= -A^T p + B_1 f_{PTO} \left[1 - b' \left(\frac{\dot{z} \cdot f_{PTO}}{P_{Max}} \right) \right] \quad (2.72)$$

et la valeur à la fin de l'horizon de calcul de l'état adjoint doit respecter la condition de transversalité suivante :

$$p(t_0 + T_h) = \frac{\partial \Psi}{\partial x} \quad (2.73)$$

$$= \frac{1}{m + a_\infty} \cdot \alpha \cdot 2 P x(t_0 + T_h) \quad (2.74)$$

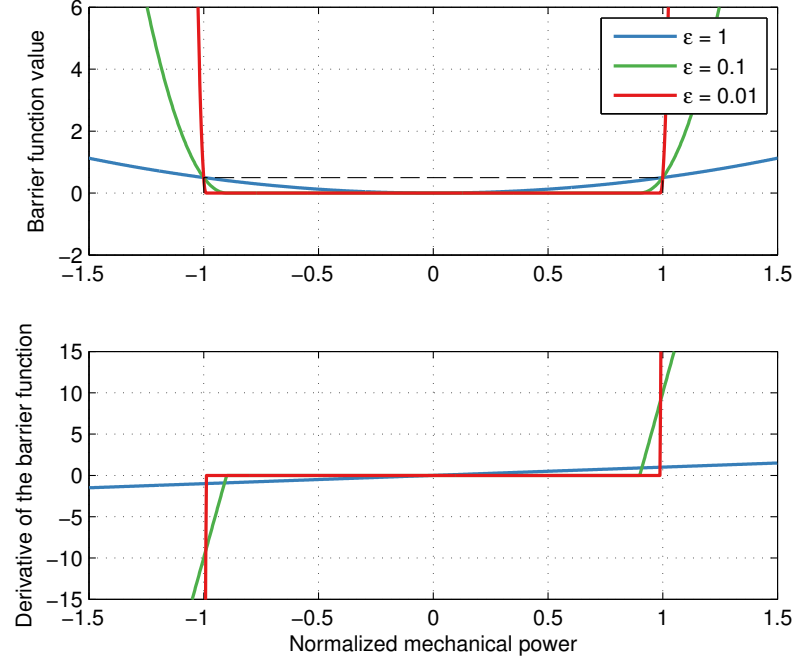


FIGURE 2.15 – Fonction barrière b et sa dérivée b' utilisée pour la contrainte en puissance pour différentes valeurs de ϵ : 1, 0.1 et 0.01

Maximisation de l'Hamiltonien

Le principe du maximum de Pontryagin établit le fait que la maximisation de la fonction J ne peut être obtenue que si le contrôle f_{PTO} maximise l'Hamiltonien H à chaque instant t .

Deux possibilités existent alors :

- Le maximum de l'Hamiltonien est dans l'intervalle de contrôle admissible ($|f_{PTO}| \leq F_{max}$);
- Le maximum de l'Hamiltonien est en dehors de cet intervalle, et alors, pour maximiser l'Hamiltonien, il faut prendre la valeur maximale possible du même signe que sa dérivée :

$$f_{PTO} = \text{sgn} \left(\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}} \right) F_{max}.$$

Nous commençons par faire l'hypothèse que l'on se trouve dans le premier cas. Pour trouver un extremum de l'Hamiltonien, nous calculons sa dérivée :

$$\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}} = \frac{1}{m + a_{\infty}} \left(-p_2 + \dot{z} \left[1 - b' \left(\frac{\dot{z} \cdot f_{PTO}}{P_{max}} \right) \right] - 2 \cdot \tilde{c}_{loss} F \cdot f_{PTO} \right) \quad (2.75)$$

Connaissant la propriété d'impairité de la dérivée de la fonction barrière, on peut réécrire cette expression ainsi :

$$\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}} = \frac{1}{m + a_{\infty}} \left(-p_2 + \dot{z} - |\dot{z}| \cdot b' \left(\frac{|\dot{z}| \cdot f_{PTO}}{P_{max}} \right) - 2 \cdot \tilde{c}_{loss} F \cdot f_{PTO} \right) \quad (2.76)$$

Cette fonction est strictement décroissante en fonction de f_{PTO} , il n'y a donc qu'un extremum global (à l'annulation de cette fonction) et c'est toujours un maximum, car elle passe obligatoirement d'un signe positif à négatif :

$$0 = -p_2 + \dot{z} - |\dot{z}| b' \left(\frac{|\dot{z}| \cdot f_{PTO}}{P_{max}} \right) - 2 \cdot \tilde{c}_{loss} F \cdot f_{PTO} \quad (2.77)$$

2.5 Contrôle de type MPC, contraint par une chaîne électrique, utilisant un modèle énergétique

Dans ce cas, f_{PTO} est toujours de même signe que $(\dot{z} - p_2)$ parce que la fonction est strictement décroissante (cf. figure 2.16).

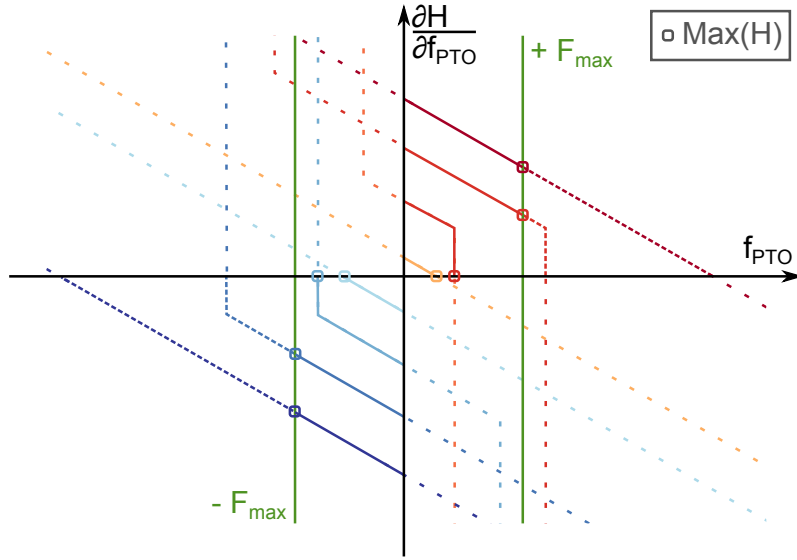


FIGURE 2.16 – Maximisation de l'Hamiltonien réalisée grâce à une étude de sa dérivée. Huit cas différents sont étudiés : signe de $(\dot{z} - p_2)$ positif ou négatif ; comportement de la fonction barrière lors de son annulation ; annulation dans le domaine admissible de la commande ou en dehors.

Trois cas existent, qui dépendent de la puissance mécanique $f_{PTO} \cdot \dot{z}$:

- $|f_{PTO} \cdot \dot{z}| \leq (1 - \epsilon) \cdot P_{max}$;
- $f_{PTO} \cdot \dot{z} > (1 - \epsilon) \cdot P_{max}$;
- $f_{PTO} \cdot \dot{z} < -(1 - \epsilon) \cdot P_{max}$;

Les solutions correspondantes sont alors les suivantes :

- $f_{PTO} = \frac{\dot{z} - p_2}{2 \cdot \tilde{c}_{loss F}}$;
- $f_{PTO} = \frac{(\dot{z} - p_2) \cdot \epsilon^2 + \dot{z} \cdot (1 - \epsilon)}{2 \cdot \tilde{c}_{loss F} \cdot P_{max} \cdot \epsilon^2 + \dot{z}^2} P_{max} \approx \frac{P_{max}}{\dot{z}}$;
- $f_{PTO} = \frac{(\dot{z} - p_2) \cdot \epsilon^2 - \dot{z} \cdot (1 - \epsilon)}{2 \cdot \tilde{c}_{loss F} \cdot P_{max} \cdot \epsilon^2 + \dot{z}^2} P_{max} \approx -\frac{P_{max}}{\dot{z}}$;

Nous pouvons remarquer que, dans les deux derniers cas, les approximations utilisées sont meilleures lorsque ϵ est petit et que ce dernier n'intervient finalement pas dans les résultats.

Nous considérons tout d'abord le premier cas, et, si le résultat ne respecte pas la condition sur la puissance, nous utilisons la seconde ou la troisième solution selon le signe de $(\dot{z} - p_2)$.

Si la force f_{PTO} ainsi trouvée est dans l'espace admissible de la commande, et donc respecte la contrainte en force, alors le problème de maximisation de l'Hamiltonien est résolu. Dans le cas contraire, la contrainte en force doit être respectée, et nous utilisons alors la relation suivante :

$$f_{PTO} = \text{sgn} \left(\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}} \right) F_{max} \quad (2.78)$$

Nous avons déjà vérifié que la fonction dérivée de l'Hamiltonien ne possède qu'un changement de signe, et, si nous nous intéressons à ce cas, c'est que ce changement est en dehors des contrôles admissibles. Le signe de la dérivée est donc le même dans tout l'intervalle admissible

(cf. figure 2.16), et en particulier, au milieu de celui-ci :

$$\operatorname{sgn}\left(\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}}\right) = \operatorname{sgn}\left(\frac{\partial H}{\partial f_{PTO}}(f_{PTO} = 0)\right) \quad (2.79)$$

$$= \operatorname{sgn}(\dot{z} - p_2) \quad (2.80)$$

Nous avons donc finalement dans ce dernier cas :

$$f_{PTO} = \operatorname{sgn}(\dot{z} - p_2) F_{max} \quad (2.81)$$

L'algorithme permettant de calculer la valeur optimale de f_{PTO} pour maximiser l'Hamiltonien en fonction du vecteur d'état x et de l'état adjoint p (et aussi de la valeur de la dérivée de la fonction barrière b' , nécessaire au calcul de la dynamique de l'état adjoint), est illustré par l'algorithme de la figure 2.17.

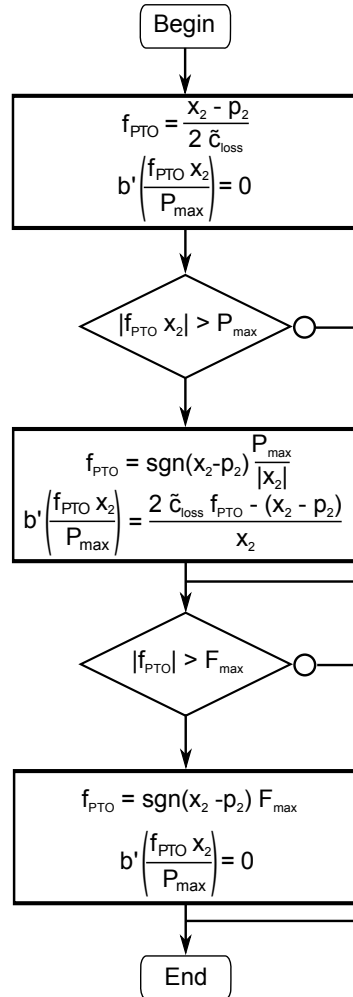


FIGURE 2.17 – Algorithme utilisé pour maximiser l'Hamiltonien en fonction du vecteur d'état x et de l'état adjoint p

Résolution numérique du problème MPC

Une méthode classique de tirs multiples a été utilisée afin de mettre en oeuvre numériquement l'algorithme décrit ci-dessus. On peut en effet résumer la dynamique de l'état et de l'état adjoint, ainsi que le contrôle par ces trois équations :

$$\dot{x} = \frac{\partial H}{\partial p}(t, x, p, u) \quad (2.82)$$

$$\dot{p} = -\frac{\partial H}{\partial x}(t, x, p, u) \quad (2.83)$$

$$u = f_{PTO}(x, p) \quad (2.84)$$

En réécrivant ces relations avec $z = (x, p)$, on a donc :

$$\dot{z} = F(t, z) \quad (2.85)$$

La méthode de tir simple consiste à trouver $z_{sol}(t_0)$ respectant les deux conditions aux limites :

$$x_{sol}(t_0) = x(t_0) \quad (2.86)$$

$$p_{sol}(t_0 + T_h) = \frac{1}{m + a_\infty} \cdot \alpha \cdot 2 P x(t_0 + T_h) \quad (2.87)$$

Comparée à la méthode du tir simple, la méthode du tir multiple consiste à découper l'intervalle en N sous-intervalles, et à chercher les valeurs de z au début de chacun de ces sous-intervalles, afin de toujours respecter les conditions aux limites de l'intervalle de base, mais aussi toutes les conditions de raccordement entre les sous-intervalles.

En passant de la méthode du tir simple à la méthode de tirs multiples, le problème devient plus grand (chaque sous-intervalle ajoute un ensemble (état-état adjoint) à trouver et une condition de raccordement). Néanmoins, on augmente la robustesse numérique, car les erreurs sur la condition initiale évoluent exponentiellement avec la taille de l'horizon des sous-intervalles T_h/N .

La méthode du tir multiple que nous utilisons a été implémentée grâce à la fonction Matlab *fsolve()*, avec l'algorithme à régions de confiance réflexif (*trust-region-reflective algorithm*).

2.5.3 Résultats

Le contrôle MPC décrit précédemment 2.5.2 a utilisé le modèle de la bouée décrit précédemment.

Toutes les 0.5 s, le contrôle optimal est utilisé pour calculer l'état adjoint afin de décider à chaque instant la force instantanée du PTO à appliquer durant les prochaines 0.5 s.

Il semble possible, au vu des performances de l'algorithme utilisé, de pouvoir obtenir un fonctionnement en temps réel avec l'utilisation de technologies adaptées (comme des DSP ou des FPGA). En effet, avec un processeur Intel Xeon cadencé à 2.7 GHz, nous arrivons à simuler un état de mer de 250 s en a peu près 250 s.

Le tableau 2.2 indique les paramètres par défaut utilisés pour cette étude. Lorsque ces paramètres ne sont pas précisés explicitement, ce sont ceux-là qui ont été utilisés. On peut en particulier remarquer que l'on suppose une estimation des pertes par le coefficient $\tilde{c}_{loss F}$ correspond exactement au modèle des pertes électriques ($c_{loss F}$).

Chaque résultat est basé sur une simulation d'une durée de 250 s afin de simuler le comportement du contrôle pour un état de mer.

2 Modélisation et optimisation de la récupération

TABLE 2.2 – Paramètres par défaut du MPC

Force maximale du PTO	F_{max}	1 MN
Puissance maximale du PTO	P_{max}	1 MW
Coefficient de pertes	$c_{loss F}$	0.1 MW/MN ²
Coefficient de pertes du contrôle	$\tilde{c}_{loss F}$	0.1 MW/MN ²
Horizon temporel	T_h	12 s
Poids de l'énergie mécanique à la fin de l'horizon	α	0.5

La figure 2.18 illustre, pour un seul état de mer ($H_s = 2$ m, $T_p = 8$ s), deux types de contrôles différents : un contrôle passif optimisé avec une force du PTO proportionnelle à la vitesse (amortissement visqueux) et le résultat du contrôle prédictif. On voit qu'à chaque instant, les contraintes de force et de puissance sont bien respectées, tandis que la force du PTO subit beaucoup moins d'à-coups que les contrôles bang-bang qui émergent habituellement de l'utilisation du principe du maximum [66], [70], [71]. La puissance moyenne est très différente entre les deux cas : 45 kW moyens pour le contrôle passif contre 110 kW pour le contrôle MPC, soit un gain d'un facteur supérieur à deux.

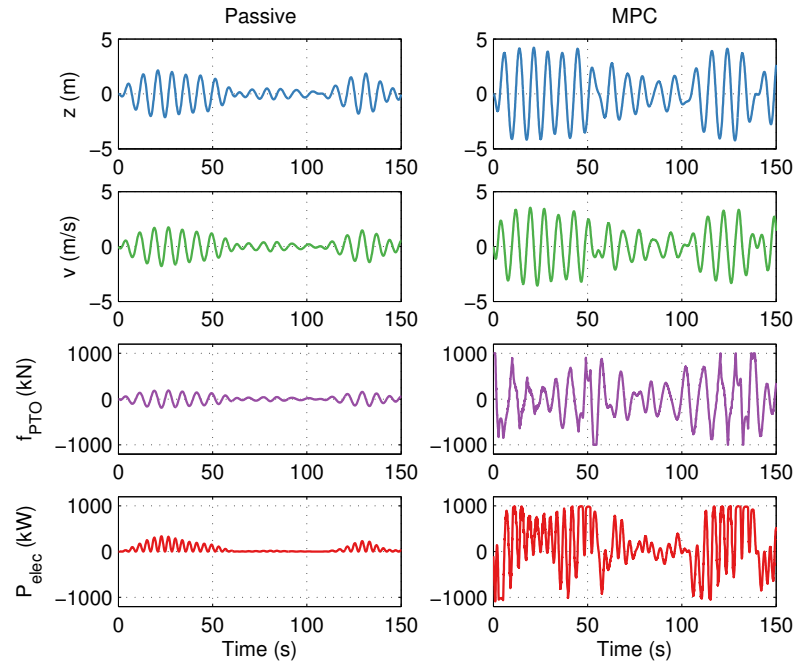


FIGURE 2.18 – Comparaison entre un contrôle passif optimisé et le contrôle prédictif (MPC) (état de mer : $H_s = 2$ m, $T_p = 8$ s avec exactement le même profil temporel de la force d'excitation)

Influence de l'horizon temporel et de la pondération de l'énergie mécanique à la fin de cet horizon

Deux paramètres ont une importance capitale pour la performance du contrôle : l'horizon temporel T_h et le poids α de l'énergie mécanique restant dans le système à la fin de cet horizon.

Il est facile de prévoir, en l'absence de difficulté numérique et d'erreur dans la prédiction, que les performances du contrôle seront globalement meilleures avec un horizon temporel plus long. On observe bien cela sur la figure 2.19.

On peut aussi prévoir que l'influence du coefficient α sera moins forte lorsque l'horizon est plus éloigné, tout simplement parce que le poids de cette énergie au sein de la fonction objectif devient plus faible. On observe également cela sur le figure 2.19.

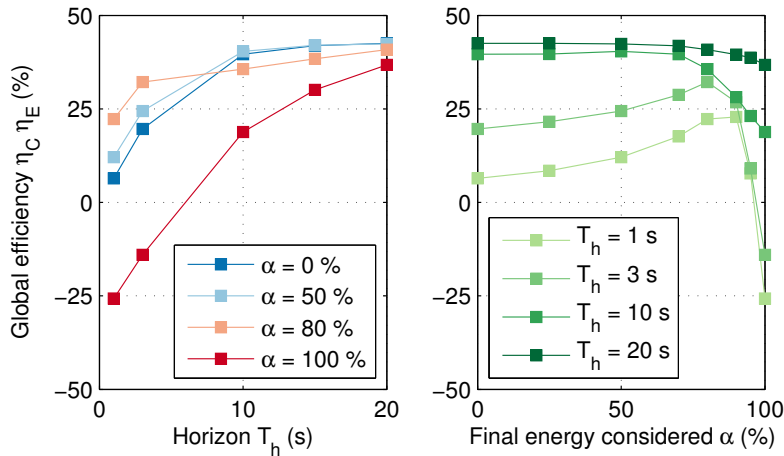


FIGURE 2.19 – Performance du contrôle pour différents horizons temporels T_h et différentes pondérations α de l'énergie mécanique présente à la fin de cet horizon (état de mer : $H_s = 3$ m, $T_p = 9$ s avec toujours le même profil temporel pour la force d'excitation)

Nous pouvons déduire de cette même figure que, pour chaque horizon temporel T_h , il existe une valeur optimale de α , comprise entre 0 et 100 %, qui permet de maximiser la récupération d'énergie. Cet optimum devient de plus en plus faible au fur et à mesure que l'horizon est petit, semblant même tendre vers 100 %.

A notre connaissance, la prise en compte de cette énergie finale est une originalité importante de notre travail, les autres travaux négligeant cette énergie (cas correspondant à $\alpha = 0$). On peut voir un intérêt certain de cette prise en compte, en particulier pour des horizons de calcul faible. Cela peut être particulièrement intéressant, même si le contrôle devient suboptimal, car la complexité numérique ou la qualité de la prédiction peuvent obliger à utiliser un horizon beaucoup plus court (nous rappelons que nous étudions ici le cas d'une prédiction idéale, et donc irréaliste).

Nous pouvons constater aussi que prendre en compte toute l'énergie mécanique finale ($\alpha = 1$), comme s'il s'agissait d'énergie électrique, n'est jamais le meilleur moyen de maximiser les performances du contrôle, il arrive même que ce choix mène à des solutions où la bouée, au lieu d'être globalement génératrice, est globalement consommatrice d'énergie électrique (alimentée par le réseau). En effet, les pertes de conversion font qu'il sera toujours impossible de récupérer toute l'énergie mécanique contenue dans la bouée, et qu'elle aura donc toujours une valeur moins grande qu'une énergie convertie.

Influence de l'état de mer

La performance du contrôle est bien sûr différente pour chaque état de mer. Nous pouvons voir cela sur la figure 2.20.

2 Modélisation et optimisation de la récupération

Cela dépend en partie de la distance entre la période d'excitation des vagues et la période propre naturelle de la bouée (ici, autour de 7.2 s) : plus on s'en éloigne, plus la performance baisse, car il est impossible à la chaîne électrique, vu ses limitations, de corriger entièrement cette distance.

Cela dépend aussi de la puissance de l'état de mer : s'il est calme, les limitations de la chaîne électrique agiront faiblement sur les performances. Par contre, sur un état de mer fort, ces limitations deviennent relativement plus importantes et empêchent de maintenir le même niveau d'efficacité.

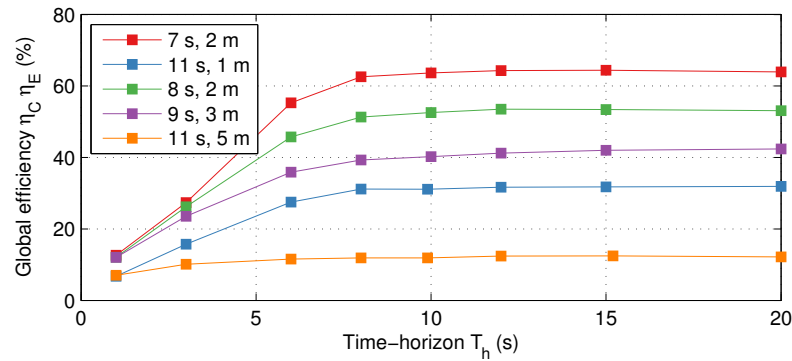


FIGURE 2.20 – Performance de la récupération en fonction de l'horizon temporel T_h pour différents états de mer

Nous pouvons aussi remarquer sur cette figure 2.20 que la forme générale de l'efficacité globale en fonction de l'horizon est similaire pour tous les états de mer. Ce ne serait bien sûr pas le cas avec la prise en compte d'une prédiction réaliste, la performance de cette dernière dépendant très fortement de l'état de mer, et en particulier, de la période pic T_p [72].

Influence d'une erreur sur le modèle de pertes utilisé pour le contrôle

Hormis la prise en compte de l'énergie mécanique pour l'optimisation du contrôle prédictif, la deuxième originalité importante de l'approche présentée ici est la prise en compte d'un modèle simplifié des pertes dans la chaîne électrique, trop souvent négligées.

Il est donc important d'étudier, par une étude de sensibilité, l'intérêt de cette prise en compte des pertes. C'est ce qu'illustre la figure 2.21 : l'hypothèse sur les pertes dans la chaîne électrique reste la même que précédemment ($c_{loss F} = 0.1 \text{ MW/MN}^2$), mais l'on fait varier le coefficient des pertes estimées utilisé dans le modèle du contrôle, le faisant passer du simple au centuple ($\tilde{c}_{loss F}$ from 0.01 to 1 MW/MN²).

On peut globalement prévoir que l'efficacité électrique sera d'autant meilleure que le coefficient de pertes $\tilde{c}_{loss F}$ sera surestimé dans le contrôle prédictif. Inversement, l'efficacité du contrôle sera d'autant meilleure que ce coefficient sera sous-estimé. On prévoit aussi aisément que la valeur maximale sera bien obtenue pour une valeur d'efficacité globale correspondant à une parfaite estimation du modèle de pertes dans le contrôle $\tilde{c}_{loss F} = c_{loss F} = 0.1 \text{ MW/MN}^2$. C'est bien ce que montrent les résultats de la figure 2.21.

On peut remarquer sur cette figure qu'une erreur importante sur les pertes dans le modèle (facteur 10) a un impact négatif important, tandis qu'une erreur plus faible, mais non négligeable (facteur 3), a un impact quasiment imperceptible. Cela confirme que la prise en compte d'un

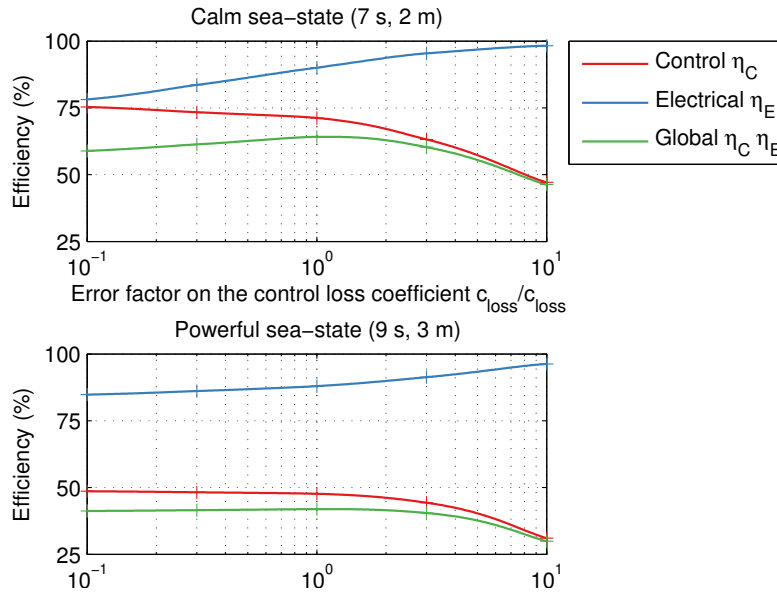


FIGURE 2.21 – Efficacité du contrôle, rendement de la chaîne électrique et efficacité globale de la récupération en gardant les mêmes hypothèses sur la chaîne électrique, mais en introduisant une erreur sur le coefficient de pertes estimé dans le contrôle

modèle de pertes est importante, mais sa précision n'a pas besoin d'être élevée pour permettre la réalisation d'un contrôle performant.

La plage de l'étude importante permet, au moins en partie, de répondre à la question de la robustesse sur la forme du modèle de pertes (part des pertes liées à la vitesse, à la puissance,...) : une erreur importante sur le modèle de pertes entraîne une relativement faible différence sur la performance de la conversion d'énergie.

On voit aussi que le gain apporté par la bonne estimation des pertes est beaucoup plus important pour les états de mer plus calmes. En effet, ce sont les limitations de force et de puissance qui influent le plus sur la performance de la récupération pour les états de mer très puissants. L'estimation des pertes a un effet plus important quand la puissance moyenne est plus faible.

Pré dimensionnement d'une chaîne électrique

Comme nous l'avons déjà fait remarquer, le choix d'une chaîne électrique pour jouer le rôle du PTO fait partie des décisions importantes : elle est en effet très couplée à beaucoup d'autres aspects d'un houlogénérateur, voire même de toute une ferme.

Dans cette section, nous étudions en détail les principaux aspects dimensionnants qui ont été pris en compte dans notre contrôle : à savoir la force et la puissance maximales admissibles par la chaîne électrique, grandeurs directement associées à son coût d'investissement. Nous allons ainsi observer l'influence de ces paramètres sur la récupération globale, mais aussi d'un point de vue de la rentabilité de l'ensemble du houlogénérateur (en terme donc de réduction du coût du kWh électrique).

Le calcul de l'énergie produite pendant la durée de vie du houlogénérateur direct E_{Prod} est effectué ici sur la base d'un état de mer relativement puissant (9 s, 3 m) d'une durée de 8 ans, cas hypothétiquement équivalent à une durée de vie de 20 ans avec l'ensemble des états de mer rencontrés sur le site de l'île d'Yeu [73]. Nous pouvons observer la croissance de l'énergie produite

E_{Prod} avec la force maximale F_{Max} et la puissance maximale P_{Max} sur la première sous-figure (rentabilité de la bouée, *Buoy profitability*) de la figure 2.22.

Les deuxième et la troisième sous-figures de la figure 2.22 (rentabilité du convertisseur statique et du convertisseur électromécanique) correspondent au ratio entre l'énergie produite sur la vie du système E_{Prod} et, respectivement, la puissance maximale P_{Max} (plutôt associée au convertisseur statique) et la force maximale F_{Max} (correspondant plutôt au dimensionnement du convertisseur électromécanique, c'est-à-dire de la machine électrique, en l'occurrence linéaire). Notons qu'en toute rigueur, il faudrait tenir compte de la course, associée à l'amplitude maximale des mouvements de la bouée pilonnante, non limitée ici, mais que nous ne l'avons pas fait dans cette étude. Ce serait un aspect important de prolongation de ces travaux.

En effet, pour la suite, nous faisons l'hypothèse que le prix du convertisseur est, dans la plage considérée de puissance, proportionnel à la puissance maximale et que le prix de la machine linéaire est quant à lui proportionnel à la force maximale.

Nous déduisons donc un coût du kWh C_{kWh} avec les hypothèses suivantes (supposées correspondre à un prix sur cycle, investissement et maintenance inclus) :

- Coût du convertisseur statique C_P : 100 k€/MW ;
- Coût du convertisseur électromécanique C_F : 200 k€/MN ;
- Coût du DWEK sans sa chaîne électrique C_B : 2000 k€.

Ces hypothèses simplificatrices n'ont pas pour but de prévoir précisément le prix de la chaîne électrique, mais avant tout de faire un pré-dimensionnement afin d'encadrer les caractéristiques de la chaîne électrique. Bien entendu, des modèles de coût plus fins, sous condition qu'ils existent, pourraient être aisément introduits dans le raisonnement. Ces hypothèses simplistes permettent ainsi un découplage partiel de la stratégie de récupération et du dimensionnement, mais, en affinant de façon itérative les chiffres utilisés dans cette étude (par un dimensionnement de la chaîne électrique plus précis), cela pourrait aussi permettre la mise en place d'une co-optimisation en couplage faible.

On peut donc calculer C_{kWh} avec l'équation suivante :

$$C_{kWh} = \frac{C_B + C_P P_{Max} + C_F F_{Max}}{E_{Prod}} \quad (2.88)$$

C'est la dernière sous-figure de la figure 2.22 qui représente la rentabilité globale, correspondant à l'inverse de ce coût du kWh. Pour référence, le tarif de rachat officiel de l'électricité houlogénérée en France est actuellement égal à 6.7 kWh/€. D'après cette étude fondée sur des paramètres économiques très approximatifs, notamment celui du DWEK hors chaîne électrique, une chaîne électrique avec une force maximale de 1.4 MN et une puissance maximale de 2 MW aboutirait à la meilleure rentabilité.

2.6 Conclusion de ces études et perspectives directes

On peut constater, grâce aux deux études proposées ici, le caractère fondamental des performances de la chaîne électrique dans l'efficacité de la récupération, que ce soit à cause de ses pertes énergétiques ou de ses limitations en force et en puissance. Nous pouvons aussi rappeler la limitation des études, en particulier concernant la non-prise en compte de la course maximale du PTO dans le contrôle, ainsi que la simplicité du modèle économique de la chaîne électrique.

Néanmoins, la levée de ses limitations engendre une complexification de la modélisation mais cela ne représente pas un obstacle majeur pour obtenir une stratégie de récupération performante. Il est seulement indispensable de prendre en compte ces caractéristiques (pertes et

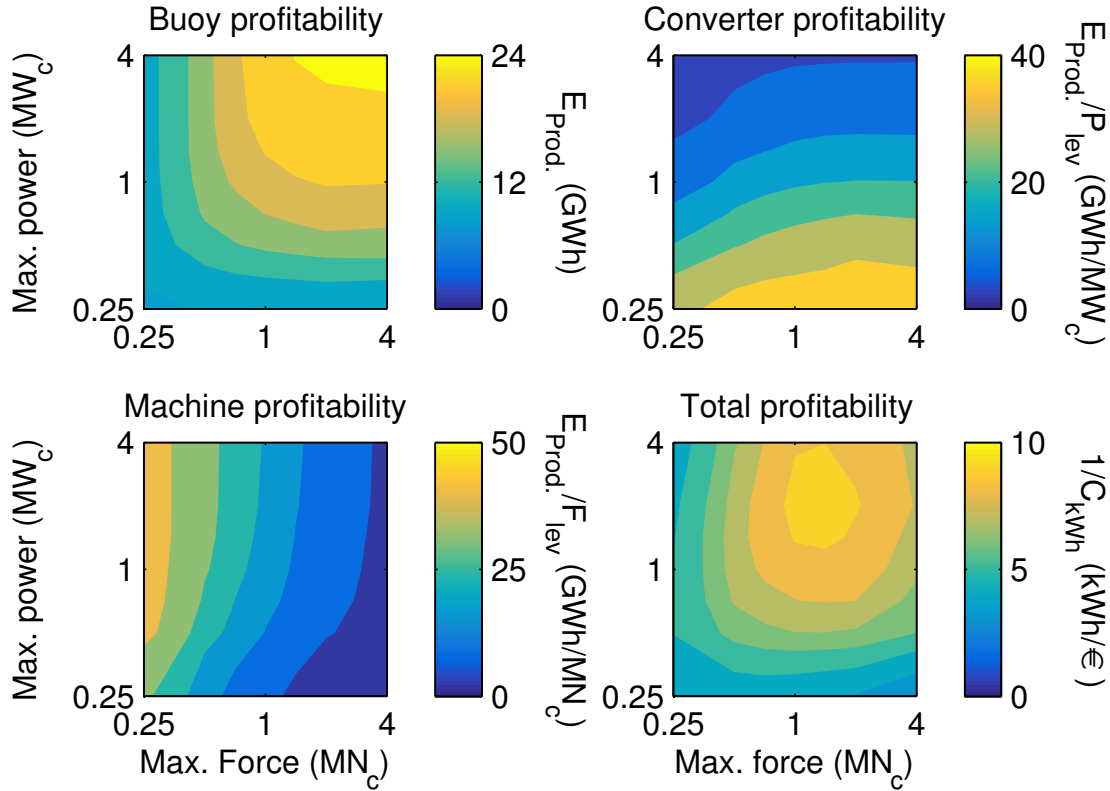


FIGURE 2.22 – Pré dimensionnement d'une chaîne électrique : rentabilité de la bouée, du convertisseur statique, du convertisseur électromécanique et rentabilité globale (inverse du coût du kWh). Les données sont toujours fonction, en abscisse de la force maximale F_{Max} , et en ordonnée, de la puissance maximale P_{Max} .

limitations) dans le contrôle optimisé de la récupération. Cette prise en compte est très rarement présente dans la littérature et nous espérons avoir apporté ici une contribution significative dans la résolution du problème technico-économique du contrôle optimal et du pré-dimensionnement d'un houlogénérateur direct à chaîne électrique.

La première étude présentée dans ce chapitre prend en compte du caractère polychromatique de l'excitation pour l'optimisation du contrôle : en effet, cette optimisation est classiquement faite sur un cas monochromatique équivalent [14]. Cela permet en particulier la prise en compte de la largeur de la résonance du système contrôlé.

Le contrôle proposé, appelé ici contrôle masse-ressort-amortisseur, bien que déjà présent dans la littérature, est rarement présenté avec tous ces avantages. Il s'agit en effet d'un contrôle continu (par opposition avec des contrôles discrets de type tout-ou-rien comme le latching-declutching), qui n'a pas besoin de prédiction et ne nécessitant qu'une observation assez aisée de l'état du système (sa position et sa vitesse).

De plus, il est très simple à mettre en place et à régler (seulement trois paramètres à régler pour chaque état de mer). Le fait d'utiliser les trois paramètres permet à la fois de régler la pulsation de résonance, mais aussi sa bande passante, ce qui est très important lorsque le spectre des vagues est assez large. Il nécessite cependant d'être encore amélioré afin de prendre en compte les contraintes de force et de puissance maximales, en utilisant par exemple un écrêtage.

La seconde étude traite d'un contrôle prédictif (*Model Predictive Control*). En plus de prendre en compte toutes les contraintes d'une chaîne électrique dans la mise en place du problème, on pondère également l'énergie mécanique restante à la fin de l'horizon par rapport à l'énergie récupérée durant le cycle. Ce travail a été effectué sur la base d'un modèle énergétique original de bouée pilonnante (à notre connaissance, il s'agit du premier modèle énergétique d'une bouée utilisée dans la littérature).

Le contrôle prédictif étudié (MPC) utilise le principe du maximum de Pontryagin, avec l'utilisation des concepts d'Hamiltonien, de Lagrangien et d'état adjoint. Dans ce cadre, la prise en compte de la contrainte en puissance, qui est une contrainte mixte contrôle-commande, est réalisée par l'introduction d'une fonction barrière, adaptable éventuellement à d'autres contraintes (on peut ainsi penser à une contrainte importante, passée sous silence dans notre étude, correspondant aux butées mécaniques du mouvement). Enfin, précisons que la résolution du problème se fait grâce à une méthode de tirs multiples.

Les premiers résultats de ce contrôle sont encourageants, mais ils considèrent une prédiction parfaite. Ce contrôle doit donc être associé à une observation et une prédiction de l'effort d'excitation pour être pleinement opérationnel, et donc pouvoir être comparé de façon réaliste à d'autres contrôles. En particulier, cela permettra d'étudier la sensibilité des performances du contrôle aux erreurs de prédiction et d'observations.

La comparaison constitue, en effet, un point important afin d'écarter certains contrôles inadaptés pour cette application. Rappelons que la comparaison sur les performances théoriques du contrôle n'est que l'un des points de comparaison. La fiabilité, la faisabilité pratique, la souplesse d'utilisation et la robustesse de ces contrôles sont d'autres aspects importants à ne pas négliger dans la comparaison. L'un des avantages certain du contrôle prédictif est de pouvoir prendre en compte, théoriquement, la plupart des limitations d'une façon assez précise (parfois grâce à l'utilisation d'artifices, tels que la fonction barrière mise en oeuvre ici) tout en conservant une certaine optimalité. Il reste tout de même à évaluer les capacités de ce type de contrôle dans un environnement incertain et perturbé qu'est celui d'une installation en pleine mer.

Il serait aussi intéressant d'adapter ce contrôle à d'autres houlogénérateurs plus complexes tel que le SEAREV, en prenant bien soin, comme précisé en 2.2, d'adapter les modèles dynamiques pour qu'ils soient utilisables avec ce type de contrôle prédictif (en particulier en limitant l'ordre).

A la fin de ce chapitre, nous avons proposé le pré dimensionnement économique d'une chaîne électrique de houlogénérateur. Cette esquisse de dimensionnement, fondée sur des hypothèses très fortes, pourrait être améliorée afin de permettre un traitement en couplage faible du dimensionnement et de la gestion de la récupération. Il semble en effet pertinent de prendre en compte un contrôle performant pour un dimensionnement optimal de la chaîne électrique, mais aussi de l'ensemble du houlogénérateur [74]. En effet, le contrôle peut compenser en partie un écart important entre la valeur de la période propre naturelle de la bouée (qui pourrait ainsi être plus petite) et les valeurs de la période pic des états de mer. Une période propre plus faible est associée à un volume et à une masse moins importante, permettant ainsi d'envisager une réduction des coûts (génie civil, ancrage,...).

Chapitre 3

Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

3.1 Objectifs des modélisations

Ce chapitre est dédié à quelques modélisations stratégiques d'éléments du système en vue de répondre à quelques questions spécifiques comme celles de qualité de l'énergie et de prise en compte du vieillissement lors de l'optimisation des lois de gestion d'énergie (récupération ou lissage) et de dimensionnement de la chaîne de conversion. Le chapitre commencera donc par une étude de la contrainte réseau qu'est le flicker, puis continuera sur la modélisation des systèmes de stockage d'énergie et finira sur la modélisation du vieillissement des semi-conducteurs de puissance.

Comme indiqué précédemment dans la partie 1.3, certaines technologies de houlogénérateurs produisent une puissance qui fluctue au rythme des vagues, et ces fluctuations importantes de puissance peuvent entraîner un non-respect d'une contrainte réseau. La section 2 de ce chapitre traite ainsi des modélisations associées à la connexion de houlogénérateurs au réseau.

Lorsque ces fluctuations se situent dans une bande de fréquence comprise entre 5 mHz et 33 Hz, des problèmes de qualité de l'énergie (*power quality*) au point de connexion (*Point of Common Coupling* ou PCC) peuvent apparaître. Ainsi, les houlogénérateurs ont été identifiés comme pouvant être des sources potentielles de papillotement (*flicker*) [37], [42], [47], [54]. En effet, la combinaison de cette production fluctuante et d'un réseau faible (ce qui peut être le cas pour des réseaux de distribution insulaires ou côtiers) peut entraîner un non-respect des contraintes en flicker, telles que définies dans les réglementations des réseaux électriques (*grid codes*).

Après une étude de la contrainte de flicker, nous proposons dans ce chapitre d'adopter une nouvelle grandeur, que nous appellerons sévérité de flicker intrinsèque, permettant d'adapter, de façon plus générique, nos résultats aux caractéristiques variées de réseau et diverses politiques d'injection de la puissance réactive.

Bien entendu, la sévérité en flicker est influencée par plusieurs facteurs :

- la technologie du houlogénérateur considéré ;
- le contrôle de la récupération ;
- le nombre d'unités de production de la ferme ;
- l'agencement spatial et l'architecture électrique de la ferme.

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

Dans la suite de la section 2, nous proposons une étude comparative des contraintes d'insertion au réseau associées à trois technologies de houlogénérateurs : bouée pilonnante, SEAREV, système à colonne d'eau oscillante.

Nous limiterons l'étude à des fermes de puissance comprise en 5 et 20 MW, connectées à un réseau de distribution de moyenne tension (1 à 50 kV). Ces choix correspondent à un contexte qui nous semble cohérent avec le stade actuel de maturité des technologies de houlogénération.

L'une des conclusions apportées est que l'adjonction d'un moyen de stockage (pour une fonction de lissage) est une solution permettant le respect de la contrainte réseau, et donc la possibilité de connexion au réseau.

En plus de la problématique de flicker, les fluctuations importantes de puissance peuvent entraîner également un vieillissement accéléré de certains composants vulnérables. Or, la fiabilité des houlogénérateurs offshore constitue un point clé pour leur rentabilité. Ce problème est d'autant plus prégnant pour les houlogénérateurs directs, dans lesquels les fluctuations de puissance se répercutent sur une grande partie de la chaîne électrique. On parle ici d'environ 70 millions de cycles de pendulation sur la durée de vie du système. Il s'agit donc d'identifier les vulnérabilités des différents composants, de modéliser leur vieillissement et leur probabilité de défaillance puis de proposer des solutions pour quantifier et améliorer la fiabilité.

Les deux éléments identifiés comme les plus vulnérables à ces fluctuations de puissance et donc entraîner des problèmes de fiabilité sont :

- le système éventuel de stockage utilisé pour lisser la production,
- les semi-conducteurs de puissance (IGBT) présents dans les convertisseurs statiques.

Les solutions envisagées pour améliorer leur fiabilité consistent à agir sur leur dimensionnement ainsi que sur leur contrôle, tout en maîtrisant le coût sur cycle de vie.

Afin d'atteindre nos objectifs, nos modèles doivent permettre :

- d'être suffisamment générique pour s'adapter au dimensionnement (calibres courant des IGBT pour les convertisseurs et capacité énergétique pour le système de stockage),
- de déterminer le vieillissement (notamment en cyclage) dans le processus de dimensionnement, avec des modèles les plus précis possible (fondés sur les résultats expérimentaux publiés les plus récents) pour des technologies particulières.

Dans la 3ème section de ce chapitre, nous présenterons donc les modèles énergétiques (permettant le calcul des pertes et des grandeurs utiles : température, tension...) et de vieillissement du système de stockage, avec une application à deux technologies différentes : supercondensateurs (technologie Boostcap de Maxwell) et les batteries Li-ion de puissance (Altairnano LMO titanate).

Enfin, dans 4ème section, nous décrirons les modèles énergétiques et de vieillissement des composants semiconducteurs de puissance (IGBT SPT en boîtiers Hipaks d'ABB) des convertisseurs statiques.

3.2 Insertion au réseau : flicker et application

3.2.1 Flicker et flickermètre

Définition du flicker et normes

Pour l'intégration au réseau, le principal critère de qualité de l'énergie injectée est quantifié sous forme d'une contrainte sur les fluctuations de tension (flicker). Le flicker correspond à une quantification agrégée des effets des fluctuations de la tension causées par des variations

de puissance active et/ou réactive sur le réseau [75]–[77], pouvant tout aussi bien provenir de producteur que de consommateur. Au-delà d’une certaine amplitude, ces fluctuations rapides de tension (dans une plage de fréquence comprise entre 50 mHz et 33 Hz) peuvent provoquer des variations inacceptables de luminosité des sources lumineuses (entraînant fatigue, irritabilité et crise d’épilepsie), mais peut aussi causer un vieillissement prématuré des équipements électriques [78]. Elles sont encadrées par des normes sur le flicker (papillotement) associées à des fluctuations de tension qui doivent rester inférieures à une limite (cf. figure 3.1).

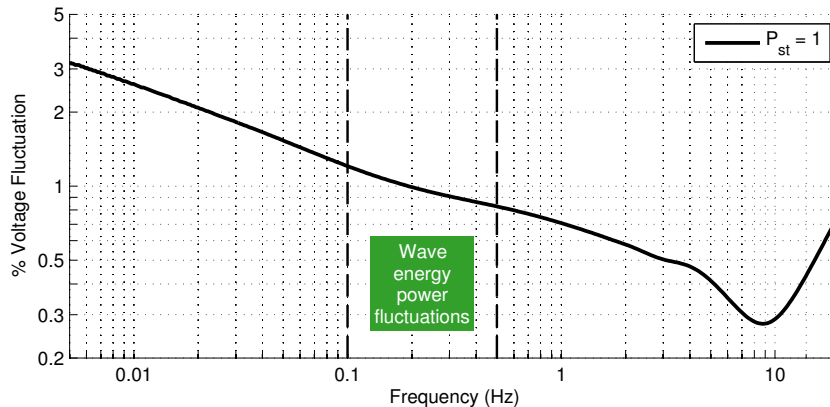


FIGURE 3.1 – Flicker : courbe limite (avec $P_{st} = 1$) pour des variations de tension en créneaux : la zone sous la courbe correspond à une gêne du consommateur (d’après [75]–[77])

Deux paramètres du flicker sont typiquement utilisés dans les codes de réseaux :

- le flicker à court terme P_{st} (*Short Term Perceptibility*) correspond à une mesure sur 10 minutes,
- le flicker à long terme P_{lt} (*Long Term Perceptibility*) correspond à une mesure sur 2 heures.

La mesure du flicker est définie dans la norme CEI 61000-4-15 [75] autour de quatre blocs expliqués sur la Figure 3.2.

Les quatre blocs seront présentés rapidement ici, les caractéristiques précises de tous les filtres et de tous les différents coefficients étant donnée dans la norme [75] :

- le premier bloc adapte la mesure de la tension réseau instantanée pour la normaliser ;
- le deuxième bloc est un démodulateur quadratique permettant d’obtenir la valeur efficace à partir du signal d’entrée, cela permettant d’obtenir les variations de tension efficace normalisée $\frac{\Delta V}{V}$ en sortie de ce bloc ;
- le troisième bloc permet de simuler l’effet des variations de tensions sur la perception de la sévérité en flicker par le cerveau, en modélisant à la fois la lampe, l’œil et le cerveau par trois blocs simples : un filtre passe-bande pour pondérer le comportement en fonction de la fréquence (cf. figure 3.1), une élévation au carré puis une mémorisation à court-terme par un filtre passe-bas. A la sortie de ce bloc, on a une sévérité ou une sensation de flicker instantanée ;
- le quatrième bloc analyse le flicker instantanée sur 10 minutes en utilisant une somme pondérée de quantiles (le 5ème et le 9ème décile, le 97ème centile, le 99ème centile et le 999ème millile). A la sortie de ce bloc, on obtient finalement la sévérité en flicker court-terme P_{st} . La sévérité en flicker à long terme P_{lt} est la moyenne cubique de 12 valeurs consécutives de sévérité de flicker court terme P_{sti} .

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

Le flickermètre, ainsi défini, peut être implémenté matériellement, mais aussi de manière logicielle, comme c'est le cas ici avec l'utilisation, dans le cadre de cette thèse, d'un flickermètre déjà programmé sous Matlab [79]. La sévérité en flicker court-terme $P_{st}()$ sera considérée par la suite comme une fonction prenant en entrée un profil temporel d'une durée de 10 minutes de la tension efficace normalisée

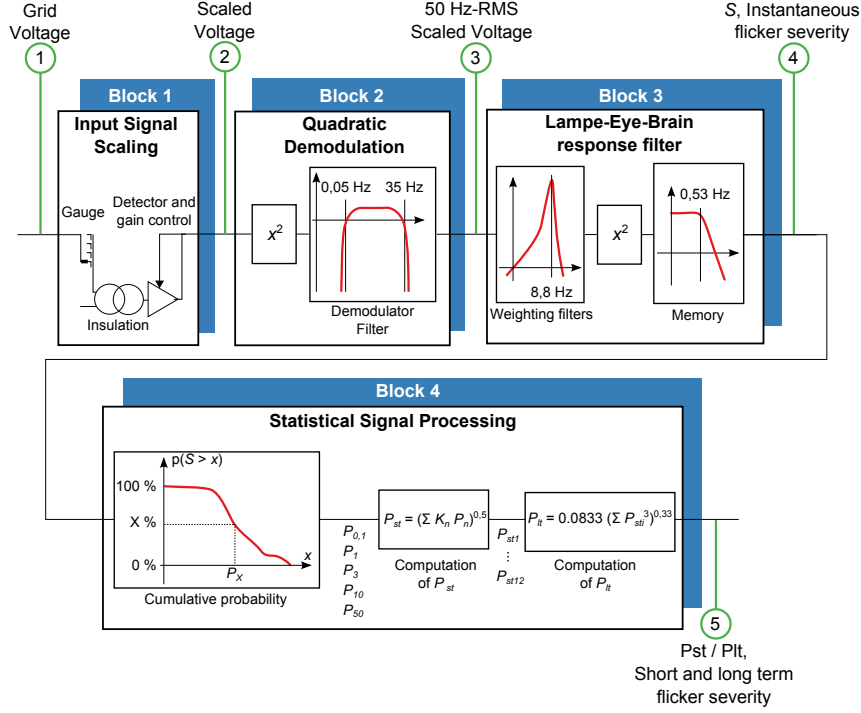


FIGURE 3.2 – Organisation d'un flickermètre autour de 4 blocs (d'après [75]–[77])

Comme la tension efficace peut être directement calculée à partir de la production sans avoir besoin de la tension instantanée, nous n'utilisons pas, dans notre cas, les blocs 1 et 2 du flickermètre. En effet, comme nous l'avons vu, ces deux blocs ont pour but d'extraire la tension efficace normalisée à partir d'une mesure de la tension instantanée. Cette simplification nous permet de travailler à une résolution temporelle beaucoup plus faible pour le même niveau de précision (20 ms au lieu de 400 μ s) et ainsi diminuer le temps de calcul.

En considérant les définitions de ces deux facteurs, un niveau correspondant à $P_{st} = 1$ ou $P_{lt} = 0.8$ correspond à la limite acceptable que le distributeur d'électricité doit assurer pour ses clients. Afin de garantir ces niveaux, le distributeur doit obliger les différents consommateurs et producteurs connectés à limiter leur niveau respectif de flicker à des niveaux plus faibles (foisonnement des pollutions).

Limites d'émission de flicker

Le distributeur, à travers la réglementation réseau, imposera donc des contraintes individuelles en flicker :

$$P_{st} \leq P_{st \max} \quad (3.1)$$

$$P_{lt} \leq P_{lt \max} \quad (3.2)$$

Le tableau 3.1 donne les limites de sévérité en flicker court et long terme d'après la norme IEC [80] et quelques déclinaisons de la réglementation selon les zones géographiques et les niveaux de tension. Ces limites, appelées individuelles, ne considèrent que l'impact du producteur (ou du consommateur), car ils ne peuvent être tenus responsables que de leur propre impact.

TABLE 3.1 – Limites de niveau de flicker individuel pour différents réseaux

	$P_{st\ max}$	$P_{lt\ max}$
IEC 1000-3-7[80]	0.35 ¹	0.25 ¹
France [81]	0.35	0.25
Irlande (éolien/houlogénération) [82]	0.35	0.35
Royaume-Uni [83]	0.50 ¹	N/A
Danemark (éolien)[84]	0.30 ⁴	0.50 ² /0.35 ³ /0.20 ⁴

¹ Limite de base, des analyses plus poussées doivent être faites selon la taille de l'installation et/ou des autres pollueurs

² $U_n \leq 35\text{ kV}$

³ $35\text{ kV} < U_n \leq 100\text{ kV}$

⁴ $U_n > 100\text{ kV}$

Si la pollution est stationnaire sur un intervalle de temps de 10 min, ce qui est typiquement le cas lorsque celle-ci provient d'une production houlogénérée, on peut confondre le flicker court et long terme :

$$P_{lt} \approx P_{st} \quad (3.3)$$

La limite en flicker long terme étant finalement la plus stricte, c'est elle que l'on utilisera dans nos études. Le flicker court-terme est plutôt utilisé pour des événements irréguliers, comme les étapes de connexion/déconnexion au réseau.

Calcul des fluctuations de tension

Les fluctuations de tension ΔV (l'opposé de la chute de tension), dues à une ferme de houlogénérateurs, à son point de connexion seront calculées grâce à cette formule approchée :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{P_{Grid} \cdot \cos(\Psi) + Q_{Grid} \cdot \sin(\Psi)}{S_k} \quad (3.4)$$

$$\frac{\Delta V}{V} = P_{Grid} \frac{\cos(\Psi) (1 + \tan(\phi) \tan(\Psi))}{S_k} \quad (3.5)$$

avec P_{Grid} et Q_{Grid} , respectivement les puissances active et réactive produites par une ferme de houlogénérateurs au point de connexion (en convention générateur), $\phi = \arctan(Q_{Grid}/P_{Grid})$ est l'angle entre le courant et la tension, $\Psi = \arctan(X/R)$ est l'angle d'impédance du réseau au point de connexion et S_k la puissance apparente de court-circuit au point de connexion. Cette formulation est utilisée dans nombres d'études et de normes [80], [85]–[87], assez logiquement, car les fluctuations de tension considérées pour les études en flicker sont relativement faibles, justifiant cette hypothèse (autour de 1 % pour les fréquences des vagues).

Bien entendu, cette formule indique seulement les fluctuations de tension imputables à la ferme, et donc servira seulement à calculer la contribution de la ferme au flicker, au point de connexion (flicker individuel).

Sévérité de flicker intrinsèque

Notons que la sévérité en flicker est une fonction homogène, ce qui signifie que, avec une même forme des fluctuations de tension (et en particulier, la même période), les sévérités en flicker sont proportionnelles aux amplitudes des fluctuations de tension.

On peut alors réécrire la sévérité en flicker individuelle de la ferme comme le produit de deux termes :

$$P_{lt} \left(\frac{\Delta V}{V} \right) = P_{lt} (P_{Grid}) \frac{\cos(\Psi) |1 + \tan(\phi) \tan(\Psi)|}{S_k} \quad (3.6)$$

$$P_{lt} \left(\frac{\Delta V}{V} \right) = P_{ltP} \frac{\cos(\Psi) |1 + \tan(\phi) \tan(\Psi)|}{S_k} \quad (3.7)$$

Ainsi, l'un des termes dépend uniquement du profil de puissance active ($P_{ltP} = P_{lt}(P_{Grid})$, en MVA), que nous appellerons par la suite sévérité de flicker intrinsèque, et l'autre terme dépend des caractéristiques du réseau au point de connexion (S_k and Ψ) et à l'injection de puissance réactive ($\tan(\phi)$), souvent limitée par la réglementation réseau. Le flicker intrinsèque est ainsi similaire au coefficient de flicker utilisé en éolien [85], à la différence que ce dernier utilise seulement une normalisation par rapport à la puissance apparente de court-circuit S_k .

Subséquentement, nous voyons apparaître une contrainte sur les fluctuations de puissance de la ferme :

$$P_{ltP \max} = P_{lt \max} \frac{S_k}{\cos(\Psi) |1 + \tan(\phi) \tan(\Psi)|} \quad (3.8)$$

D'après [88], les puissances apparentes de court-circuit dans un réseau de distribution moyenne tension sont typiquement comprises entre 10 et 2500 MVA et les ratios X/R sont aux alentours de 1.5. Les normes en éolien [85] recommandent une étude en flicker pour des valeurs de ratio X/R comprises entre 0.58 et 11.4 (en fait, pour des angles d'impédance réseau de 30°, 50°, 70° et 85°).

La figure 3.3 explicite le rapport entre la sévérité intrinsèque de flicker autorisée $P_{ltP \max}$ et la puissance apparente de court-circuit au point de connexion S_k pour des ratios X/R entre 0.5 et 3.5, et pour des ratios Q/P compris entre 0 et -1.2. L'hypothèse retenue pour cette figure est une sévérité en flicker maximale de $P_{lt \max} = 0.25$. De façon évidente, les fluctuations autorisées peuvent devenir très importantes lorsque Q/P se rapproche de -R/X, les fluctuations de tension étant alors compensées.

L'avantage majeur de cet indicateur P_{ltP} est de pouvoir prédire, à partir d'une seule estimation, la sévérité en flicker dans différents cas (dépendant des caractéristiques réseau et des politiques réglementaires). Par exemple, l'équation (3.8) ou la figure 3.3 peuvent être utilisées pour déterminer que, pour un réseau de puissance de court-circuit de $S_k = 40$ MVA, avec un angle d'impédance réseau de $\Psi = 50^\circ$, et pour une puissance réactive inductive correspondant à un facteur de puissance de 0.99 au point de connexion, nous obtenons une limite : $P_{ltP \max} = 0.47 \cdot S_k = 19$ MVA.

3.2.2 Hypothèses et modèle de la ferme houlogénératrice réalisée à partir de plusieurs technologies

Technologies de systèmes houlogénérateurs étudiées

Nous avons voulu comparer, du point de vue du flicker et dans le cadre d'une ferme de taille importante, trois technologies de houlogénérateurs (cf. figure 3.4) : à colonne d'eau oscillante

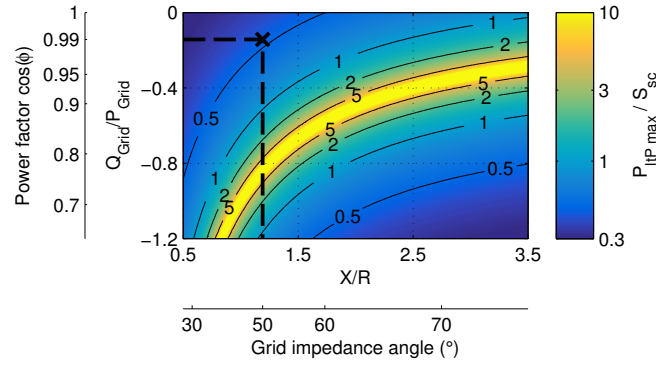


FIGURE 3.3 – Rapport entre la sévérité intrinsèque de flicker autorisée $P_{LtP\ max}$ et la puissance apparente de court-circuit au point de connexion S_k en fonction de X/R et Q/P (équation (3.8))

(OWC) et deux houlogénérateurs directs (DWEC) (bouée pilonnante et SEAREV). Ces technologies, leurs principales caractéristiques ainsi que leurs modes de contrôle de la récupération, sont présentés dans le tableau 3.2.

TABLE 3.2 – Technologies de houlogénérateurs comparées

Technologie	Colonne d'eau oscillante	Bouée pilonnante	SEAREV
Principe	L'air déplacé par l'eau dans une chambre pousse dans un sens et l'autre une turbine Wells connectée à une génératrice électrique	Le mouvement de va-et-vient des vagues entraîne une bouée connectée à une génératrice électrique linéaire	Bouée flottante renfermant un volant pendulaire d'axe horizontal connectée à une génératrice électrique
Dimensions	$W = 8\text{ m}$; $L = 8\text{ m}$; $H = 10\text{ m}$	$D = 10\text{ m}$; $H = 15\text{ m}$	$W = 30\text{ m}$; $D = 10\text{ m}$
Contrôle	Vitesse constante ou optimisée (vitesse constante optimisée par état de mer)	Contrôle passif ou réactif avec écrêtage en force (1 MN) et en puissance (1 MW), contrôle optimisé pour chaque état de mer	Passif avec écrêtage en puissance (1.1 MW), amortissement visqueux optimisé sur chaque état de mer
Références	Cashman et al.[89]	Section 2.2	Annexe A

Modélisation de la ferme

De façon similaire à [35] et [44], la représentation de la production d'une ferme sera supposée égale à la superposition de N profils identiques décalé chacun dans le temps. Ces décalages sont calculés à partir de la distance entre les unités et de la vitesse de groupe des vagues \vec{v}_g . Ainsi le décalage entre deux unités i et j située en O_i et O_j se calcule ainsi :

$$\Delta T_{ij} = \frac{\overrightarrow{O_i O_j} \cdot \vec{v}_g}{\vec{v}_g^2} \quad (3.9)$$

La vitesse de groupe \vec{v}_g dépendant de l'état de mer par l'intermédiaire de la période pic T_p :

$$\|\vec{v}_g\| = \frac{gT_p}{4\pi} \quad (3.10)$$

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

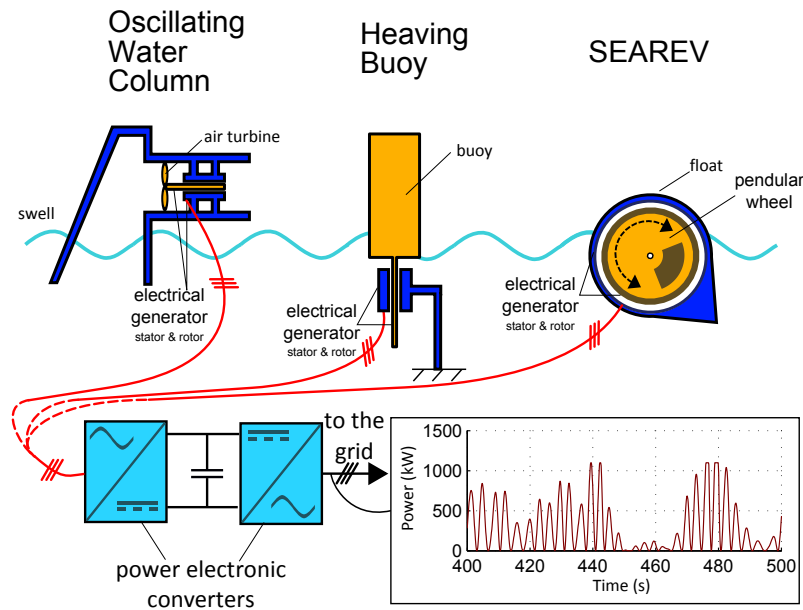


FIGURE 3.4 – Trois technologies de houlogénérateurs produisant une puissance très fluctuante : colonne oscillante, bouée pilonnante et SEAREV

Pour mieux prendre en compte les effets polychromatiques de la houle, et ainsi avoir un résultat plus réaliste, il serait nécessaire de décaler chaque composante fréquentielle en prenant en compte sa vitesse de phase propre (et non la vitesse de groupe). L'hypothèse faite ici, très critiquable, peut être considérée comme un pire des cas.

Ainsi, les interactions hydrodynamiques entre unités ne sont pas considérées. La distance minimale entre chaque unité est de 200 mètres, comme recommandé par [56], afin de limiter les effets d'interactions pouvant nuire à l'efficacité énergétique globale. On peut raisonnablement supposer que ces effets sont suffisamment faibles pour ne pas intervenir dans la sévérité de la ferme.

Pour chaque taille de ferme (7, 13 et 19 unités), deux architectures différentes sont comparées : 2 lignes ou la configuration la plus compacte possible (cf. figure 3.5).

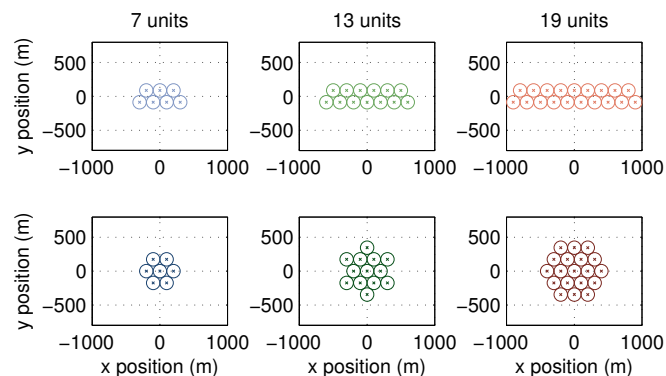


FIGURE 3.5 – Les six architectures de ferme étudiées, avec trois tailles différentes : 7, 13 et 19 unités. La position des unités est représentée par une croix. Le diamètre des cercles est de 200 m.

Les profils étudiés ont une durée de 10 minutes pour les études en flicker court terme avec un pas de temps de 20 ms, interpolé à partir de simulation ayant une résolution de 100 ms suffisante pour la dynamique des houlogénérateurs. Le profil ne correspond qu'à un seul tirage des phases aléatoires par état de mer.

3.2.3 Résultats

Influence de la technologie et de son contrôle

La figure 3.6 montre la production moyenne, le flicker intrinsèque et le ratio de ces deux valeurs pour 5 états de mer avec la même hauteur significative (3 m) et 5 valeurs de la période pic (7, 9, 10, 12 et 14 s), cela pour les trois technologies présentées et pour différents modes de contrôle. Cela correspond, pour la colonne d'eau oscillante (OWC), à une turbine contrôlée avec une vitesse constante ou variable, et, pour la bouée pilonnante à un contrôle passif (optimisé pour chaque état de mer) ou réactif (contrôles définis dans la section 2.4.2). Quant au SEAREV, il est piloté avec un contrôle passif écrêté en puissance. Dans un premier temps, une seule unité est considérée. La hauteur de la barre pleine correspond à l'état de mer ($H_s = 3$ m, $T_p = 10$ s), tandis que la plage d'incertitude correspond aux autres états de mer.

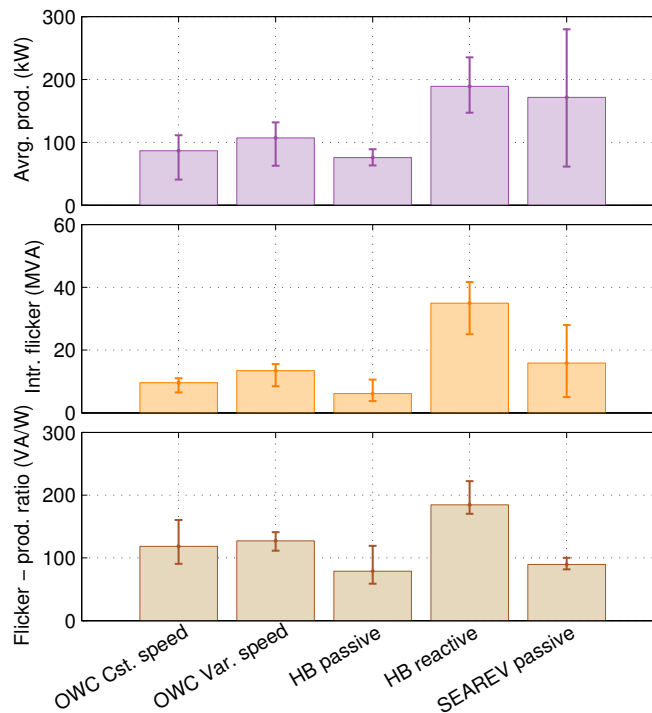


FIGURE 3.6 – Puissance produite moyenne, flicker intrinsèque et ratio flicker-puissance produite pour 5 cas différents : une colonne d'eau oscillante (OWC) avec une turbine contrôlée à vitesse constante ou à vitesse variable, une bouée pilonnante (HB) avec un contrôle passif ou réactif et le SEAREV avec un contrôle passif.

Pour les technologies de houlogénération directe (SEAREV et bouée pilonnante), le ratio entre le flicker intrinsèque et la puissance moyenne produite possède une variation moindre que le flicker intrinsèque. Ainsi, en première approximation, on peut supposer que le flicker va être proportionnel à la production pour ces technologies, mais avec un ratio qui dépend fortement

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

du contrôle. Globalement, les ratios ont des valeurs qui sont comprises entre 50 et 250 kVA/kW. Le comportement du système à colonne d'eau oscillante, en terme de ratio, est similaire, quel que soit le contrôle (mais on peut observer que la performance de la récupération s'améliore grâce à la vitesse variable). De même, les deux houlogénérateurs directs avec un même contrôle se comportent, en terme de ratio, de façon similaire. Mais la bouée pilonnante en contrôle réactif entraîne des fluctuations beaucoup plus importantes rapportées à sa production qu'avec un contrôle passif, ce qui détériore le ratio flicker sur production moyenne.

Influence de l'état de mer

La figure 3.7 montre la production moyenne, le flicker intrinsèque et le ratio entre ces deux valeurs pour différents états de mer évoqués précédemment (à hauteur significative constante, égale à 3 m). Pour l'instant, une seule unité est considérée. Tous les résultats sont normalisés par rapport à l'état de mer (3 m ; 10 s).

Nous pouvons constater que la corrélation entre la sévérité en flicker et la production moyenne est importante. Néanmoins, on peut aussi observer que les différents houlogénérateurs n'ont pas le même comportement suivant l'état de mer. Cela est bien sûr lié au principe de conversion différent. Ainsi, le comportement fondamentalement résonnant des houlogénérateurs directs entraîne que le pic de production apparaît près de sa résonance naturelle. Ainsi, l'état de mer le plus contraignant, en termes de flicker, n'est pas forcément le même suivant la technologie.

On peut également observer que, globalement, le ratio flicker/production diminue avec la période pic. Cela est cohérent avec la sévérité en flicker, qui est plus importante pour des fréquences plus élevées (cf figure 3.1). Mais même le comportement de ce ratio normalisé n'est pas identique suivant les familles de houlogénérateurs et leurs contrôles, ce qui n'est pas forcément étonnant au vu de la différence importante entre les différents principes de conversion et leur utilisation par le contrôle.

Influence du nombre d'unités et de l'architecture de la ferme

Cette partie ne traite que d'un profil issu d'une bouée pilonnante utilisant un contrôle réactif. Nous considérons que les résultats que nous aurions obtenus en effectuant une analyse similaire sur les autres technologies (OWC et SEAREV) seraient très proches.

La figure 3.8 montre la sévérité en flicker d'une ferme normalisée par la sévérité en flicker d'une unité. Nous appellerons dorénavant cette grandeur le ratio en flicker ferme-unité. Cette grandeur est représentée en fonction de la direction des vagues (0° correspond à l'axe des abscisses de la figure 3.5).

Une hypothèse classique consiste à supposer que cette valeur correspond à la racine carrée du nombre d'unités \sqrt{N} . Cette hypothèse provient du fait que les productions peuvent être considérées comme indépendantes les unes des autres, permettant ainsi d'utiliser la formule de Bienaymé (la variance d'une somme de variables stochastiques indépendantes est la somme des différentes variances).

On peut observer que, pour certaines directions, cette valeur est franchement plus grande que celle attendue avec cette hypothèse. Cela provient du fait que différentes unités sont alignées face aux vagues, et ont donc une production identique.

Néanmoins, le fait que des unités distantes de 200 mètres aient exactement le même profil de production (lorsqu'elles sont alignées face à la direction de propagation) apparaît comme peu réaliste pour de nombreuses raisons : l'interaction hydrodynamique entre les houlogénérateurs, les mouvements des houlogénérateurs (lorsqu'ils ne sont pas à référence fixe, mais à référence

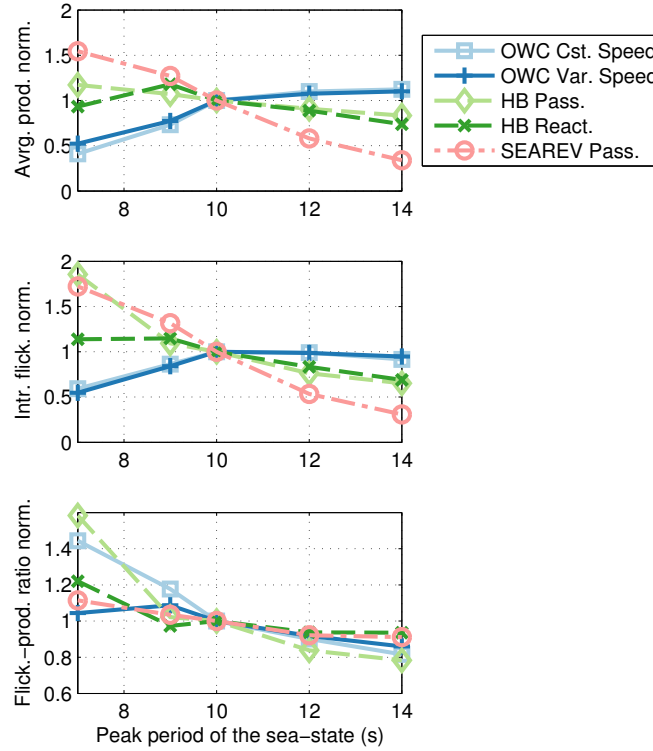


FIGURE 3.7 – Puissance produite moyenne, flicker intrinsèque et ratio flicker/production en fonction de la période pic de l'état de mer (hauteur significative constante de 3 mètres) pour les cinq cas considérés : une colonne d'eau oscillante (*Oscillating Water Column*) avec une turbine contrôlée à vitesse constante ou à vitesse variable, une bouée pilonnante (*Heaving Buoy*) avec un contrôle passif ou réactif et le SEAREV avec un contrôle passif. Toutes les valeurs sont normalisées par rapport à la valeur correspondant à l'état de mer ($H_s = 3$ m, $T_p = 10$ s).

mobile), etc. Nous allons donc présenter un second scénario en prenant en compte la dispersion de la direction des vagues (caractère multi-directionnel des vagues). Les résultats de [90] sont utilisés pour prendre en compte cette dispersion à l'aide d'une distribution gaussienne de la tangente de l'angle de direction (avec un écart type de 0.1).

Les résultats sur la sévérité en flicker d'une ferme en fonction de la direction moyenne de propagation sont alors beaucoup plus lisses, comme on peut le voir sur la figure 3.9 mais le placement des unités a encore une certaine importance. Ainsi, placer des unités alignées face à la direction principale des vagues doit être évité pour réduire la sévérité en flicker de la ferme.

Il semble finalement que l'hypothèse de la racine carrée soit assez réaliste pour être utilisée par la suite. Dans ces conditions, les ratios flicker-production montrés en Fig. 3.6 seraient alors proportionnels à $N^{-1/2}$. Ainsi, pour l'intégration au réseau, une bonne méthode pour améliorer la qualité de l'énergie serait d'avoir des fermes avec un grand nombre d'individus avec des houllogénérateurs plus petits. Néanmoins, cette méthode affecterait sûrement de façon importante le coût du kWh produit par une telle ferme.

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

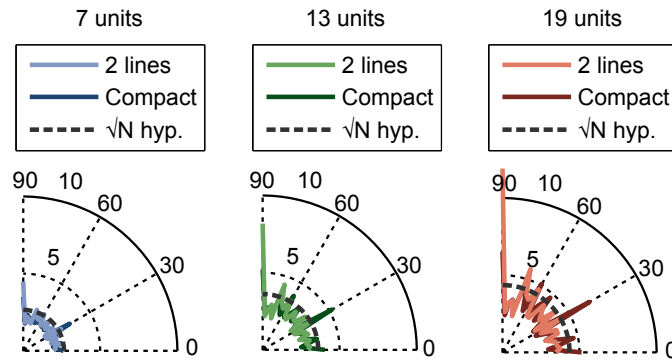


FIGURE 3.8 – Ratio de flicker ferme-unité (ratio de la sévérité en flicker d’une ferme par la sévérité en flicker d’une unité) en fonction de la direction de propagation des vagues (vagues monodirectionnelles) pour 2 types d’architectures de fermes et trois tailles différentes de ferme (7, 13 et 19 unités).

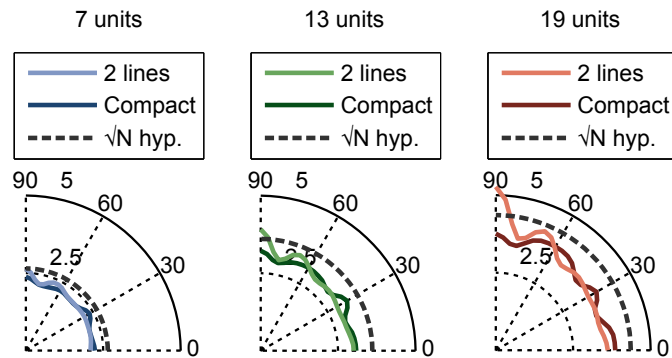


FIGURE 3.9 – Ratio de flicker ferme-unité (ratio de la sévérité en flicker d’une ferme par la sévérité en flicker d’une unité) en fonction de la direction moyenne de propagation des vagues (vagues multidirectionnelles) pour 2 types d’architectures de fermes et trois tailles différentes de ferme (7, 13 et 19 unités).

3.2.4 Solutions et actions compensatrices

Vérification de la réglementation réseau

Les limites en flicker présentées dans le tableau 3.1 n’ont pas toutes la même signification. Par exemple, si la norme IEC[80] recommande ces valeurs pour des installations de faible puissance apparente, les limites considérées dans cette norme devraient être proportionnelles à la racine cubique de la puissance apparente. Cette limite est à rapprocher de la loi de sommation cubique, loi d’origine empirique, utilisée dans cette même norme pour calculer les effets d’agrégation lorsque les perturbateurs sont isolés. Bien sûr, elle recommande aussi l’utilisation d’une loi de sommation quadratique pour le cas de perturbateurs à bruit coïncident.

Pour la réglementation britannique [83], les limites données dans le tableau 3.1 correspondent à des charges pouvant être connectées sans analyses complémentaires. Les valeurs autorisées finalement doivent correspondre à une sévérité en flicker totale de $P_{st} = 1.00$ et $P_{lt} = 0.80$ pour des réseaux de tension inférieure à 132 kV. Dans ce cas-là, les limites dépendront des autres pollueurs présents autour du point de raccordement.

Pour la réglementation française [81], les limites sont inversement proportionnelles à la puissance apparente de court-circuit si cette dernière est inférieure à une valeur de référence qui est de 40 MVA pour les réseaux de distribution moyenne tension (tension comprise entre 1 kV et 50 kV). En d'autres termes, le pollueur a une responsabilité moindre lorsque le réseau est trop faible. En effet, les mêmes fluctuations de tension peuvent entraîner un non-respect de la contrainte ou pas suivant la puissance apparente de court-circuit.

Vérification de l'interaction entre la ferme de houlogénérateurs et le réseau

Si le réseau est assez faible pour causer des problèmes de compatibilité avec le flicker, d'autres contraintes réseaux peuvent également poser problème, comme un non-respect des contraintes sur le plan de tension ou des problèmes de dépassement du courant nominal des câbles ou des départs. En effet, un réseau faible a de grandes chances d'être lié à une faible consommation énergétique et donc à des sections de câbles faibles. Suivant le stade de maturité du projet, des changements de point de raccordement et/ou de taille de ferme peuvent permettre d'éviter ces problèmes. Dans d'autres cas, le réseau de distribution pourrait avoir besoin d'être renforcé pour le besoin de cette installation de production.

Injection de puissance réactive

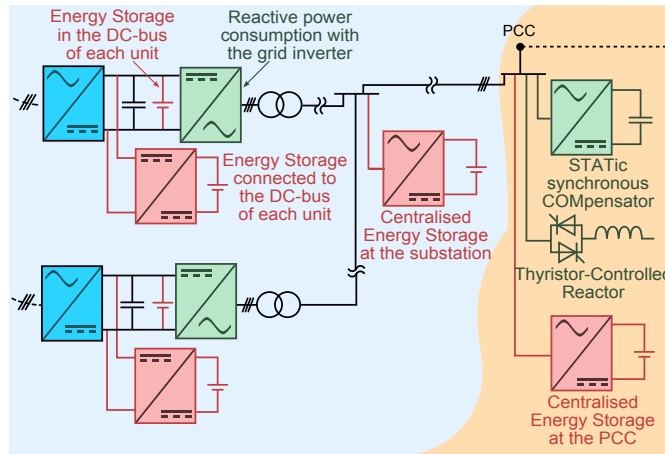


FIGURE 3.10 – Solutions pour éviter les problèmes de flicker dans une ferme de houlogénérateurs (deux unités et une sous-station représentées) : injection de puissance réactive et lissage de la puissance active par système de stockage d'énergie électrique.

Dans le cas présent, une façon de limiter les fluctuations de tension consiste à consommer de la puissance réactive de façon proportionnelle à l'injection de puissance active, ce qui est tout à fait possible avec les convertisseurs à modulation de largeur d'impulsion envisagés, au prix d'un surdimensionnement en puissance apparente. En effet, d'après l'équation (3.5) et la figure 3.3, les fluctuations sont annulées au point de connexion si la relation suivante est respectée :

$$Q_{Grid} = Q_0 - P_{Grid} \cdot \tan(\Psi)^{-1} \quad (3.11)$$

Q_0 étant une valeur constante ou faiblement variable qui peut aider à respecter les autres réglementations réseau (ex : plan de tension). Cette valeur est considérée comme négligeable

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

dans la suite, mais l'injection ou la consommation d'une puissance active ou réactive constante n'a pas d'influence sur le flicker.

La figure 3.11, qui est juste l'illustration de l'équation 3.8, montre le ratio entre le cas sans injection et avec injection de puissance réactive en fonction du ratio X/R et du ratio Q/P .

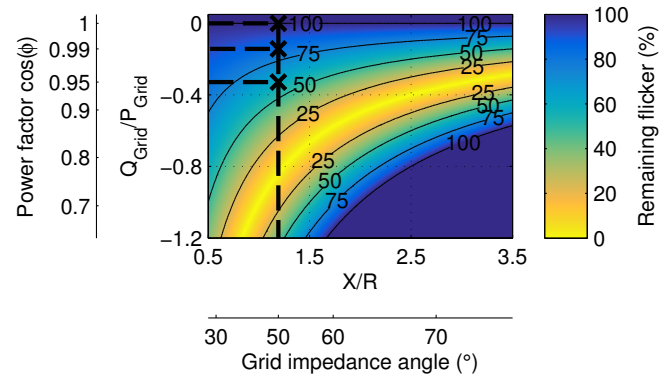


FIGURE 3.11 – Ratio entre les cas avec et sans injection de puissance réactive ($Q/P = 0$, $PF = 1$) en fonction des rapports X/R et Q/P .

Par exemple, l'équation 3.8, illustrée par la figure 3.11 peut être utilisée pour savoir qu'avec un angle d'impédance réseau de 50° , le flicker peut être multiplié par un facteur 0.83 pour un facteur de puissance de 0.99, ou encore multiplié par 0.61 pour un facteur de puissance de 0.95, ces trois valeurs correspondant aux croix sur la figure.

Le tableau 3.3 montre les différentes possibilités pour absorber de la puissance réactive (inductive) au point d'injection en utilisant des éléments existants de la chaîne électrique ou en ajoutant un système de transmission flexible en courant alternatif (*Flexible AC Transmission Systems* ou *FACTS*), comme un compensateur statique synchrone (*Static synchronous compensators* ou *STATCOM*) ou encore une réactance contrôlée par thyristors (*Thyristor Controlled Reactors* ou *TCR*). La figure 3.10 montre l'emplacement de ces systèmes pour toutes les options présentées.

TABLE 3.3 – Solutions pour injecter une puissance réactive négative (inductive)

Localisation	Méthode	Avantages	Inconvénients
Au point de connexion	STATCOM	Pas besoin de filtrer les harmoniques	Coût
	TCR	Coût	Besoin de filtrer les harmoniques
Dans chaque unité	Utilisation du convertisseur statique côté réseau (onduleur)	Pas de dispositif supplémentaire	Plus de pertes dans les câbles sous-marins et dans l'onduleur, Surdimensionnement de l'onduleur

Changer l'objectif du contrôle de la récupération

Une autre possibilité pour limiter le flicker consiste à réduire les fluctuations de puissance par action sur le contrôle de la récupération d'énergie. Ainsi, un objectif secondaire pourrait être ajouté pour les états de mer puissants en limitant les fluctuations de puissance au lieu de

seulement maximiser l'énergie convertie. Dans ce cas-là, vu que le flicker est une contrainte au point de connexion d'une ferme, un contrôle centralisé de chaque unité pourrait donner de meilleurs résultats.

Parmi les pistes possibles permettant de réduire les fluctuations de puissance, on peut citer la modulation de l'écrêtage de la puissance absolue dans les houlogénérateurs directs ou l'utilisation de l'inertie de la turbine et du rotor pour filtrer la puissance produite dans le cas ces systèmes à colonne d'eau oscillante.

Utilisation d'un stockage d'énergie électrique

Un système de stockage d'énergie électrique (*Electrical Energy Storage Systems* ou *EESS*) peut aussi être utilisé afin de lisser une production houlogénérée.

Plusieurs technologies de stockage ont déjà été examinées afin de lisser ce type de production houlogénérée, comme les supercondensateurs [49]–[51], [54], les volants d'inertie [52], le stockage d'énergie par inductance supraconductrice (*Superconducting Magnetic Energy Storage* ou *SMES*) [53]. La constante de temps du système de stockage (rapport énergie sur puissance) n'a pas besoin d'être très grande (autour de 2 s) afin de réduire significativement le flicker [40], [54].

Une comparaison qualitative des possibilités de placement de ces systèmes de stockage (voir figure 3.10), au sein d'une ferme, est décrite dans le tableau 3.4.

TABLE 3.4 – Comparaison qualitative des possibilités de placement du système de stockage d'énergie électrique utilisé en lissage d'une production houlogénérée

Localisation		Avantages	Inconvénients
Point de connexion		Effet d'échelle, dispositif unique et très accessible, le convertisseur peut être utilisé comme un STATCOM	Importantes pertes dans tous les câbles sous-marins
Sous-station		Effet d'échelle, dispositif unique et relativement accessible, pertes réduites dans le câble sous-marin principal, le convertisseur peut être utilisé comme un STATCOM	Importantes pertes dans les câbles sous-marins de la ferme
Dans chaque unité	Sur le bus de tension	Redondance, possibilité de réduire les pertes dans les câbles sous-marins de la ferme Pas de convertisseur statique additionnel	Difficilement accessible, Tension du bus variable
	Avec un convertisseur	Redondance, possibilité de réduire les pertes dans les câbles sous-marins de la ferme, Tension du bus constante	Difficilement accessible, Convertisseur DC-DC additionnel

Toutes les solutions proposées ici peuvent avoir un impact sur le coût du kWh. Afin de minimiser cet impact, les choix de conceptions et de dimensionnements associées devraient être fondés sur des analyses de coût sur cycle de vie, comme dans [54].

3.3 Modélisations énergétique et du vieillissement du stockage

Comme nous l'avons vu précédemment, un des moyens de satisfaire les contraintes réseau est d'ajouter un système de stockage. La littérature scientifique étant insuffisante eu égard à nos besoins, nous allons devoir élaborer des modèles adaptés pour représenter, en vue de réaliser des optimisations, le vieillissement ainsi que le comportement énergétique des deux technologies de stockage d'énergie capables de répondre aux besoins de lissage de la production des houlogénérateurs : les supercondensateurs et les batteries Lithium-ion de puissance.

Ces modèles devront pouvoir être intégrés au processus de dimensionnement sur cycle de vie, prenant donc en compte le vieillissement, comme cela a par exemple été fait dans [51], [91].

3.3.1 Modélisation des supercondensateurs

Les supercondensateurs (*Supercapacitors*), aussi connus sous le nom de capacité électrochimique à double couche (*Electrochemical Double-Layer Capacitors* ou *EDLC*) ou ultracondensateurs (*ultracapacitors*) ne peuvent pas rivaliser avec les batteries électrochimiques en terme de densité d'énergie. Ce sont leurs durées de vie en cyclage, leurs densités de puissance et leurs plages de température de fonctionnement qui en font une technologie de stockage utilisée dans de nombreuses applications, qu'elles soient embarquées [92] ou stationnaires [93], [94].

Afin d'assurer des performances sur toute la durée de vie du système, la fiabilité des supercondensateurs doit être quantifiée au moyen de tests de vieillissement accéléré et/ou d'utilisation de modèles de vieillissement. Pour cela, les fabricants et plusieurs laboratoires ont conduit de nombreux tests de vieillissement calendaire et en cyclage [95]–[102].

Nous nous proposons ici d'élaborer, sur la base de ces tests, un modèle de vieillissement pour les supercondensateurs du fabricant Maxwell, modèle à appliquer dans un cadre de dimensionnement. Ce modèle doit prendre en compte le cyclage en puissance, et pas seulement le vieillissement calendaire, comme cela est le cas dans [51], [96]–[99]. En effet, ces effets peuvent avoir un impact important dans les applications à grand nombre de cycles intenses comme c'est le cas en houlogénération. Nous rappelons en effet que l'on parle d'environ 70 millions de cycle sur la durée de vie d'une houlogénérateur.

Le modèle proposé, par sa prise en compte du courant, est similaire à celui proposé dans [101], mais nous y avons apporté des améliorations : tout d'abord, les résultats de test en cyclage provenant d'un autre laboratoire ont été exploités afin d'améliorer l'ajustement du modèle avec différentes capacités de cellules [97] ; ensuite, une variable d'état a été extraite afin de quantifier l'état de vieillissement (*State-of-Aging*) de façon complémentaire à l'état de santé (*State-of-Health*) couramment utilisé dans des modèles de batteries électrochimiques [103] ; enfin, nous avons construit une représentation des paramètres électriques en fonction de la variable de vieillissement *SoA* afin de pouvoir prendre en compte la dégradation des performances électriques.

Ainsi, à notre connaissance, le modèle proposé est original en ce sens où il peut être utilisé dans un processus de dimensionnement tout en prenant en compte le vieillissement calendaire et en cyclage.

Modèle électrique

Le modèle électrique choisi pour représenter les supercondensateurs est simplifié au maximum, il est constitué par la mise en série d'une capacité C et d'une résistance ESR (*Equivalent Series Resistance*). Leurs dépendances à la température et à la tension, notamment, n'a pas été considérée. Bien sûr, des modèles plus complets et complexes existent, mais ce modèle nous a

semblé suffisant pour calculer les pertes avec la précision requise dans un processus de dimensionnement global, incluant également l'optimisation du contrôle. En outre, ces paramètres sont largement utilisés pour décrire les supercondensateurs et ce sont des données explicitement fournies par le fabricant dans ses fiches techniques (*datasheets*).

Loi d'Eyring classique

Le modèle classique de vieillissement des supercondensateurs ne concerne que les effets calendaires, il est basé sur l'utilisation d'une loi d'Eyring, qui donne la durée de vie [104]. Dans tout le reste, nous considérons une cellule de supercondensateur comme vieillie à 100 % (SoA = 1) lorsque la capacité est réduite de 20 % de sa valeur initiale ou que la résistance série a doublé. Des tests de vieillissement calendaire permettent de déterminer les différents paramètres de cette équation. Lors de ces tests, la tension et la température sont maintenues constantes.

$$T_{life}(V, \theta_c) = T_{life}^{ref} \times \exp\left(\ln(2) \frac{\theta_c^{ref} - \theta_c}{\theta_0}\right) \times \exp\left(\ln(2) \frac{V^{ref} - V}{V_0}\right) \quad (3.12)$$

où T_{life} est la durée de vie en heures, θ_c est la température du boîtier et V la tension aux bornes du composant. θ_0 et V_0 correspondent respectivement à la baisse de tension et de température nécessaire pour doubler la durée de vie. T_{life}^{ref} est la durée de vie de référence en heure, pour une température de boîtier de référence θ_c^{ref} (ici, la température maximale de fonctionnement, 65 °C) et une tension de référence V^{ref} (ici, la tension nominale, 2.7 V).

Nous déduisons de l'équation (3.12) un modèle dynamique de vieillissement qui mène aux mêmes résultats. La seule hypothèse introduite est que la vitesse de dégradation ne dépend que de la tension V et de la température θ_c . Grâce à l'équation (3.12), nous définissons donc une variable d'état correspondant au vieillissement, le State-of-Aging SoA. Sa valeur est initialement de 0 et atteint 1 à la fin de sa durée de vie :

$$\frac{dSoA}{dt}(V, \theta_c) = \frac{1}{T_{life}(V, \theta_c)} \quad (3.13)$$

Par soucis de cohérence, nous nous sommes limités aux essais menés sur la seule technologie Maxwell. Plusieurs laboratoires ont conduit des tests calendaires sur cette dernière et ont déduit les paramètres de la loi de vieillissement [95]–[100]. Une synthèse des résultats est présentée dans la table 3.5.

Corrections du modèle intégrant la prise en compte du vieillissement à haute température et basse tension

En observant les données de la table 3.5, nous pouvons nous rendre compte d'une différence importante entre l'extrapolation des modèles et la valeur donnée dans la fiche technique en ce qui concerne la dernière colonne, représentant un vieillissement à haute température et basse tension. En effet, le modèle présenté par l'équation (3.13) ne peut pas rendre compte de ce type de vieillissement. Nous modifions donc une première fois cette équation afin de modéliser ce phénomène :

$$\frac{dSoA}{dt} = \frac{1}{T_{life}^{ref}} \times \exp\left(\ln(2) \frac{\theta_c - \theta_c^{ref}}{\theta_0}\right) \times \left[\exp\left(\ln(2) \frac{V - V^{ref}}{V_0}\right) + K \right] \quad (3.14)$$

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

TABLE 3.5 – Comparaisons de la durée de vie attendue (en vieillissement calendaire) d’après le fabricant et les essais de différents laboratoires pour la technologie Maxwell (capacités nominales : 350 F, 2600 F ou 3000 F)

	θ_0	V_0	2.7 V, 65 °	2.7 V, 25 °	0 V, 70 °
Datasheets [95]	-	-	1500 h	10 ans	4 ans
LUSAC [96]	8.7 K	-	1550 h	4.3 ans*	-
IMS [97]	-	100 mV	1910 h	-	-
RWTH [98]	10 K	100 mV	1500 h	2.7 ans*	16×10^6 ans*
PSI [99]	10 K	95 mV	1450 h	2.6 ans*	42×10^6 ans*
Ampère [100]	8.6 K	87 mV	1500 h	4.4 ans*	260×10^6 ans*

*Ces valeurs correspondent à des extrapolations.

où K est une constante sans dimension qui remplace le terme en tension quand la tension devient faible. Cet ajout, empirique, inspiré de celui effectué dans la thèse précédente [9], doit être considéré avec prudence : d’autres tests seraient nécessaires pour confirmer ou infirmer ce modèle. Nous pouvons néanmoins remarquer que ce nouveau paramètre n’a que peu d’impact sur une application en cyclage (où la tension est rarement faible), mais peut avoir un impact important dans d’autres cas.

Au total, 23 expériences calendaires [95]–[101] ont été analysées afin d’optimiser les quatre paramètres de notre loi de vieillissement calendaire corrigée (T_{life}^{ref} , θ_0 , V_0 et K). La régression s’est faite sur $\log(T_{life})$, les résultats pouvant s’étaler sur plusieurs ordres de grandeur. Une synthèse est montrée dans la table 3.6 et la comparaison entre le modèle et les résultats d’expérimentation est présentée graphiquement sur la figure 3.12. Le coefficient de détermination (R^2) est égal à 96 % (en échelle logarithmique), ce qui signifie que 96 % des variations de durée de vie de ces 23 expériences peuvent être expliqués par notre modèle.

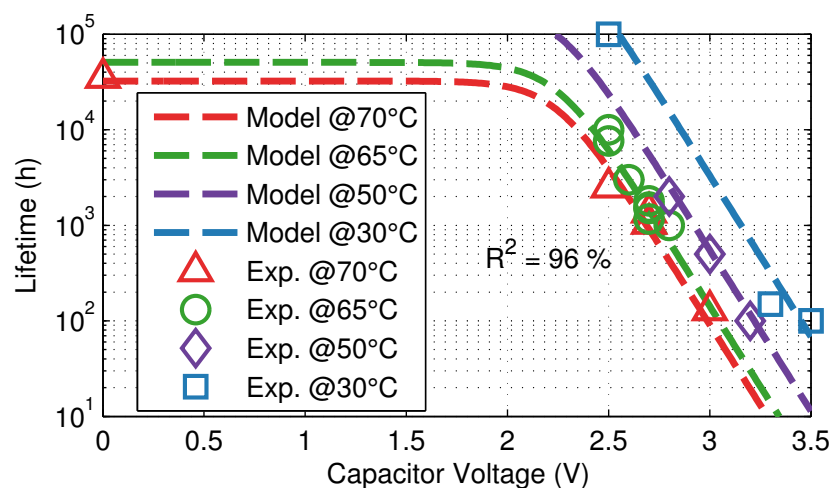


FIGURE 3.12 – Durée de vie calendaire en fonction de la tension et pour quatre températures de boîtier différentes (70 °C, 65 °C, 50 °C et 30 °C) : Comparaison entre le modèle corrigé et les expériences [95]–[101]

TABLE 3.6 – Paramètres du modèle de vieillissement calendaire corrigé et valeurs de la durée de vie déduites

θ_0	7.7 K
V_0	89 mV
K	29×10^{-3}
T_{life}^{ref}	1470 h
V^{ref}	2.7 V
θ_c^{ref}	65 °C
$T_{life}(2.7 \text{ V}, 25 \text{ °C})$	5.9 years
$T_{life}(0 \text{ V}, 70 \text{ °C})$	3.7 years

Modèle de dégradation des caractéristiques électriques en fonction de l'état de vieillissement

Les deux paramètres électriques C et ESR changent de valeur avec l'état de vieillissement. Deux phases différentes peuvent être observées : une phase initiale de brûlage (*burning phase*), et une phase de dégradation linéaire [105]. Nous nous proposons ici de ne considérer que cette dernière phase considérant une variation linéaire des paramètres de capacité et de conductance (c.-à-d. l'inverse de la résistance ESR) avec l'état de vieillissement SoA (*State-of-Aging*) :

$$C = C_0 \times (0.95 - 0.15 SoA) \quad (3.15)$$

$$ESR^{-1} = ESR_0^{-1} \times (1 - 0.3 SoA) \quad (3.16)$$

où C_0 et ESR_0 sont respectivement les valeurs initiales de C et ESR . Des hypothèses similaires ont déjà été admises dans d'autres travaux [98][51].

Quatre expériences ont été utilisées pour obtenir cette loi. La concordance entre ces expériences et le modèle est montrée sur la figure 3.13. Comme la phase de brûlage n'est pas prise en compte, la capacité, avec notre modèle, chute instantanément de 100 % à 95 % pour $SoA = 0$ dès le début de sa vie. La vitesse de dégradation de la résistance est deux fois plus rapide que celle de la capacité pour notre modèle. Ce ratio dernier est compris entre 1.5 et 2 dans [98] et égal à 2.5 dans [51].

Modèle thermique

L'effet de l'auto-échauffement peut être assez important, car, comme on l'a vu, la vitesse de vieillissement dépend exponentiellement de la température interne (assimilée à la température du boîtier, ainsi que cela est fait couramment par la communauté scientifique concernée). Nous effectuons ici l'hypothèse que la constante de temps thermique de la cellule (autour de 1900 s pour la cellule BCAP3000) est assez grande par rapport à la durée des cycles (typiquement de quelques dizaines de secondes) pour que les variations de température puissent être négligées, comme dans [9]. Afin de calculer la température de boîtier pour une utilisation donnée, nous utiliserons donc le modèle thermique statique suivant :

$$\theta_c = \theta_a + R_{thca} \overline{ESR \times I(t)^2} \quad (3.17)$$

où θ_a est la température ambiante, R_{thca} la résistance thermique de la cellule, et I le courant de la cellule. L'opérateur $\overline{ESR \times I(t)^2}$ représente la moyenne effectuée sur la durée d'un cycle, où la température du boîtier est donc considérée comme constante.

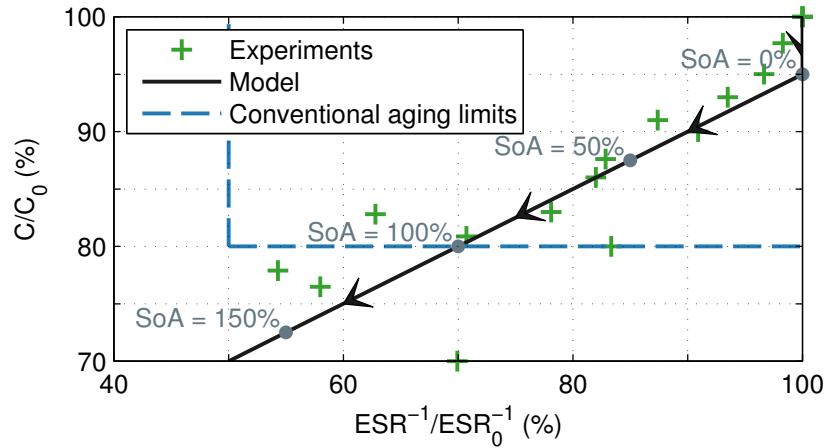


FIGURE 3.13 – Représentation de la dégradation des paramètres électriques dans le plan (conductance relative - capacité relative) : comparaison entre le modèle de vieillissement calendaire amélioré et les expériences [97], [100], [101], [106].

Modèle de vieillissement calendaire appliqué aux tests en cyclage

Étant donné le faible nombre de tests en cyclage pleinement documentés dans la littérature et le fait que les mécanismes physico-chimiques de vieillissement peuvent sans doute varier significativement d'une technologie à l'autre, les expériences utilisées pour construire ce modèle de vieillissement, incluant la prise en compte des effets du cyclage, ont été conduites sur des supercondensateurs similaires (capacité nominale de 2600 F et 3000 F de Maxwell Technologies). Les 8 expériences utilisées ici ont eu lieu dans deux laboratoires français : le laboratoire Ampère [100][101] et le laboratoire IMS [97][106].

Avec le modèle calendaire corrigé élaboré précédemment et considérant l'autoéchauffement (équations (3.14), (3.15), (3.16) et (3.17)), nous avons comparé des simulations du vieillissement durant des tests en cyclage aux résultats des expériences.

La vitesse de vieillissement (équation (3.14)) dépend de la température, considérée comme constante pendant un cycle (bien sûr, dans nos études de dimensionnement, la succession des états de mer conduira à une température variable), mais aussi de la tension, cette fois variable. La vitesse de vieillissement est calculée avec la même résolution temporelle que celle utilisée pour la tension, c.-à-d. 0.1 s.

Durant les tests avec des profils de puissance imposés, les formes d'onde du courant $I(t)$ et de la tension $V(t)$ dépendent du vieillissement, parce qu'elles dépendent elles-mêmes des paramètres électriques C et ESR . Par conséquent, le courant efficace, et donc aussi les pertes et l'auto-échauffement, dépendent de l'état de vieillissement SoA .

Pour prédire la durée de vie, il est nécessaire de calculer la vitesse de vieillissement SoA . La méthode utilisée ici est une simple résolution à pas de temps adaptatif, avec une résolution pour l'état de vieillissement de $\Delta SoA = 1\%$: on adapte le pas de temps pour que l'évolution de la variable SoA soit identique à chaque cycle. L'algorithme de cette méthode est présenté sur la figure 3.14. La vitesse de vieillissement moyenne sur la durée du cycle utilise comme fenêtre temporelle la durée d'un cycle. Notons que les cycles utilisés durant les tests sont définis de manière différentes mais restent globalement très semblables, avec un cycle de type charge-pause-décharge-pause avec limitation de la tension maximale.

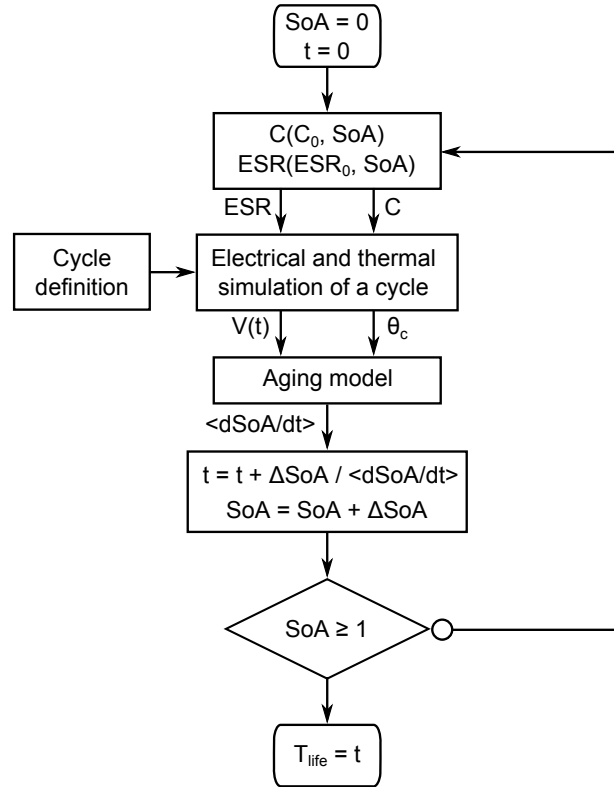


FIGURE 3.14 – Méthode pour calculer la durée de vie T_{life} en prenant en compte la dégradation des paramètres C et ESR utilisant une méthode simple de pas adaptatif (avec $\Delta SoA = 1\%$)

Mise en évidence de l'influence de la valeur efficace du courant sur la vitesse de vieillissement

Commençons par comparer nos simulations avec les résultats des 8 expériences mentionnées. On notera que les phénomènes de régénération observés pendant les arrêts du fonctionnement en cyclage n'ont pas été considérés, comme recommandé par le fabricant [107].

Les erreurs observées (résidus), observées sur la figure 3.15, sont trop importantes pour pouvoir considérer le modèle de vieillissement calendaire comme suffisant : les résultats des tests en cyclages mettent en évidence une durée de vie plus faible que celle prédite par les simulations dans des rapports compris entre 20 et 200. Nous proposons donc de définir un facteur d'erreur $k_{err}^{(i)}$ pour chaque expérience i , qui représente le facteur d'erreur trouvé lors de l'application du modèle calendaire aux tests en cyclage. Ce terme d'erreur s'exprime alors par la relation suivante :

$$k_{err}^{(i)} = \frac{\tilde{T}_{life}^{(i)}}{T_{life}^{(i)}} \quad (3.18)$$

où $\tilde{T}_{life}^{(i)}$ est le résultat théorique obtenu avec un modèle de vieillissement calendaire, et $T_{life}^{(i)}$ est le résultat pour l'expérience i .

La valeur efficace du courant ramenée à la capacité de cellule nous étant apparue comme un paramètre pertinent, nous avons défini la notion de courant efficace spécifique : (I_{RMS}/C_0) . La

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

figure 3.15 montre les 8 valeurs pour $k_{err}^{(i)}$, issue des expériences précédemment mentionnées, en fonction du courant efficace spécifique) : bien qu'il subsiste des dispersions, le logarithme du facteur $k_{err}^{(i)}$ apparaît assez clairement comme une fonction linéaire de cette grandeur. Notons que cette dépendance du vieillissement à la valeur efficace du courant a déjà été étudiée dans certains travaux [101].

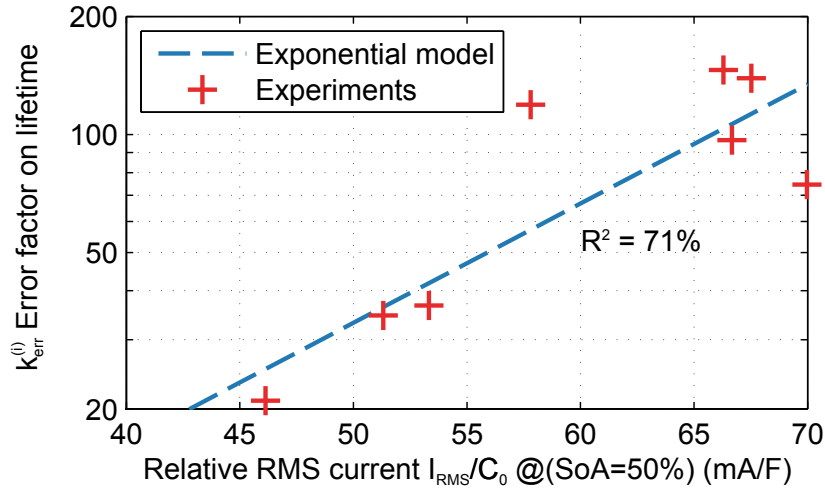


FIGURE 3.15 – Facteur d'erreur du vieillissement en cyclage (par rapport au vieillissement calendaire) en fonction du courant efficace spécifique : mesures en régime de fort cyclage et modélisation (courant efficace correspondant à $SoA = 0.5$)

Cela nous permet de proposer, sur la base des travaux du laboratoire Ampère [101], une légère amélioration (prise en compte du courant efficace ramené à la capacité) du modèle de vieillissement calendaire avec prise en compte des effets de cyclage :

$$\frac{dSoA}{dt} = \frac{1}{T_{life}^{ref}} \times \exp\left(\ln(2) \frac{\theta_c - \theta_c^{ref}}{\theta_0}\right) \times \left[\exp\left(\ln(2) \frac{V - V^{ref}}{V_0}\right) + K \right] \times \exp\left(k_{RMS} \frac{\tilde{I}_{RMS}}{C_0}\right) \quad (3.19)$$

où \tilde{I}_{RMS} est une estimation du courant efficace parcourant le composant.

Le calcul de cette estimation (\tilde{I}_{RMS}) implique une procédure comprenant trois étapes :

1. le calcul du carré du courant (3.20),
2. puis le filtrage de ce dernier avec un filtre passe-bas d'ordre 1 et de constante de temps τ_{filter} (3.21) dont la valeur nécessite d'être ajustée aux résultats expérimentaux,
3. et finalement, le calcul de la racine carrée de ce résultat (3.22).

$$x(t) = I(t)^2 \quad (3.20)$$

$$Y(s) = \frac{X(s)}{1 + \tau_{filter}s} \quad (3.21)$$

$$\tilde{I}_{RMS}(t) = \sqrt{y(t)} \quad (3.22)$$

où $X(s)$ et $Y(s)$ sont respectivement les transformées de Laplace de $x(t)$ et $y(t)$, deux variables intermédiaires dont la dimension est celle du carré d'un courant (d'unité A^2).

3.3 Modélisations énergétique et du vieillissement du stockage

Les deux paramètres additionnels k_{RMS} et τ_{filter} sont optimisés pour correspondre aux résultats des expériences. Les résultats de cette optimisation ainsi que tous les autres paramètres du modèle de vieillissement utilisé par la suite sont listés dans la table 3.7. La comparaison entre les données expérimentales et ce nouveau modèle est montrée sur la figure 3.16.

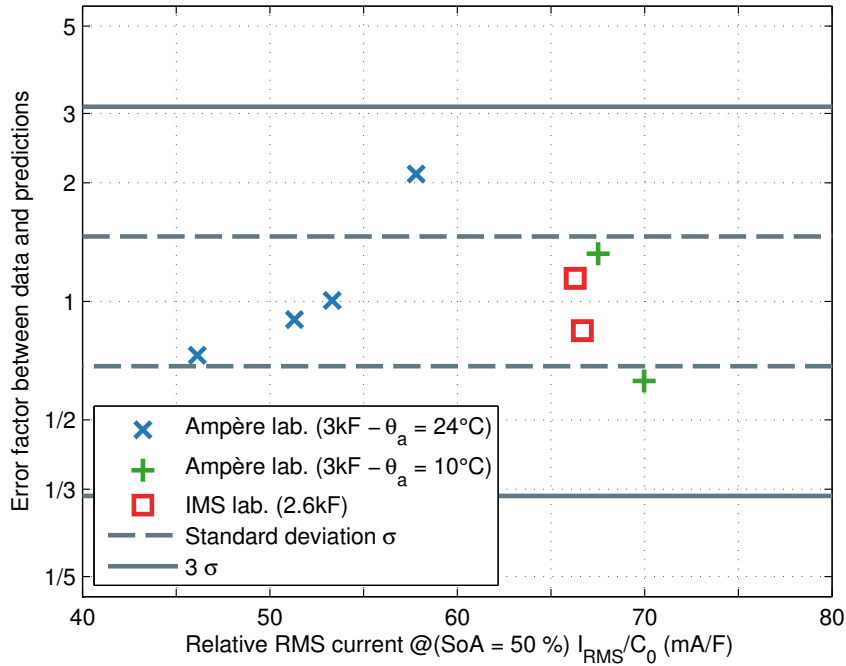


FIGURE 3.16 – Rapport entre les résultats des expériences de cyclage et des prédictions réalisées grâce au modèle de vieillissement en cyclage comme fonction du courant efficace traversant les supercondensateurs (courant efficace correspondant à $SoA = 0.5$)

TABLE 3.7 – Récapitulatif des paramètres du modèle final de vieillissement calendaire et en cyclage des supercondensateurs Maxwell

θ_0	7.7 K
V_0	89 mV
K	29×10^{-3}
T_{life}^{ref}	1470 h
V^{ref}	2.7 V
θ^{ref}	65 °C
k_{RMS}	$68 \text{ s} \cdot \text{V}^{-1}$
τ_{filter}	45 s

Le coefficient de détermination est bien plus faible que pour le modèle précédent (71 %). Plusieurs explications peuvent être apportées à cela :

- Les imperfections du modèle (incluant le choix du courant efficace estimé \tilde{I}_{RMS} comme nouveau paramètre)
- Les imprécisions sur la connaissance des conditions expérimentales : température ambiante, définition des cycles, évolution des paramètres électriques durant les tests.

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

- Les dispersions de caractéristiques sur les différents composants testés.

Modèle énergétique du système de stockage à supercondensateurs

Le système de stockage d'énergie étudié par la suite sera composé d'un nombre N_{Cells} (variable à optimiser) de cellules de référence Maxwell BCAP3000 [95] ($C_0 = 3000$ F, $V_{Rated} = 2.7$ V, $ESR_0 = 0.29$ m Ω et $R_{thca} = 3.2$ K \cdot W $^{-1}$). La connexion en série et en parallèle de ces éléments permet d'ajuster à la fois la taille du système en terme de capacité, mais aussi de la tension nominale de l'ensemble. Toutes les cellules seront supposées identiques et soumises aux mêmes conditions. On peut remarquer que des circuits d'équilibrage sont utilisés pour compenser les déviations en tension entre les éléments [104], et facilitent donc cette hypothèse. Reste les écarts de température entre cellules qui peuvent être réduits par un système de refroidissement actif.

Ainsi, on peut considérer que le modèle électrique de l'ensemble se comporte de la même façon qu'une cellule individuelle, avec une capacité équivalente C_{ESS} en série avec une résistance série ESR_{ESS} . La tension aux bornes de l'ensemble est notée V_{ESS} (tension aux bornes de la seule capacité), tandis que le courant à travers le système est noté I_{ESS} .

La capacité énergétique nominale E_{Rated} est ainsi directement proportionnelle à celle d'une seule cellule et aux nombres de cellules :

$$E_{Rated} = \frac{1}{2} C_{ESS0} V_{ESS\ Rated}^2 \quad (3.23)$$

$$= N_{Cells} \frac{1}{2} C_0 V_{Rated}^2 \quad (3.24)$$

L'énergie stockée dans le système de stockage E_{Sto} se calcule simplement à chaque pas de temps par :

$$E_{Sto} = \frac{1}{2} C_{ESS} V_{ESS}^2 \quad (3.25)$$

$$= N_{Cells} \frac{1}{2} C V^2 \quad (3.26)$$

Les pertes énergétiques du système P_{Loss} dépendent de la variable d'état du système (E_{Sto}), des paramètres du système (C_{ESS} et ESR_{ESS}) et bien sûr de la puissance stockée dans le système P_{Sto} :

$$P_{Loss} = C_{ESS} ESR_{ESS} \times \frac{P_{Sto}^2}{2 E_{Sto}} \quad (3.27)$$

$$= C ESR \times \frac{P_{Sto}^2}{2 E_{Sto}} \quad (3.28)$$

3.3.2 Modélisation des batteries Lithium-ion de puissance

Modèles électrique et thermique des batteries Li-ion

De la même manière que pour les supercondensateurs, un élément de référence est utilisé. Il s'agit ici d'une batterie Altairnano (lithium-titanate nanostructuré pour l'électrode négative et lithium-oxyde de manganèse pour l'électrode positive) d'une capacité de 60 Ah et d'une tension nominale de 24 V [108]. Il s'agit de la mise en série de 12 cellules individuelles.

La modélisation électrique choisie consiste en la mise en série d'une source de tension E (24 V) et d'une résistance interne ESR (3.9 m Ω). Le modèle peut paraître trop simpliste, mais il

nous est apparu raisonnable en particulier si l'on peut supposer que l'état d'énergie du système variera très peu (cf. section 4.4).

De la même façon qu'avec les supercondensateurs, les connexions série et parallèle de cet élément de référence permettent à la fois d'ajuster la tension nominale et la capacité énergétique totale du système de stockage. Les cellules sont supposées identiques, subissant ici encore les mêmes conditions électriques et thermiques. Les circuits d'équilibrages sont conçus, en particulier, pour compenser les déviations de tension entre les batteries de cellules, ce qui justifie cette hypothèse.

L'effet de l'auto-échauffement est très important, car la vitesse de vieillissement calendaire dépend, comme dans les supercondensateurs, exponentiellement de la température, comme nous allons le voir après. Ici également, la constante de temps thermique des cellules est considérée comme étant assez grande pour négliger les variations de température sur un état de mer donné, car les variations de puissance se produisent à l'échelle de la période des vagues (autour de la dizaine de secondes) ou des groupes de vagues (autour de la centaine de secondes). Nous utilisons donc à nouveau un modèle thermique statique pour déterminer la température de boîtier θ_c , supposée homogène à la température interne :

$$\theta_c = \theta_a + R_{thca} \overline{ESR \times I(t)^2} \quad (3.29)$$

où θ_a est la température ambiante, R_{thca} la résistance thermique et I le courant. Ainsi, pendant un cycle (un état de mer), la température de boîtier θ_c est considérée comme constante. Sous l'hypothèse d'un coefficient de transfert thermique par convection de $10 \text{ W/(m}^2\text{K)}$, la résistance thermique de la batterie est de 0.28 K/W .

Modèle de vieillissement de la technologie Lithium de puissance

On utilise de nouveau la variable d'état SoA permettant de quantifier l'état de vieillissement. Valant 0 initialement, elle évolue jusqu'à atteindre 1 lors de la fin de vie, définie par une baisse de la capacité de stockage de 20 % par rapport à sa valeur initiale.

Le modèle de vieillissement des batteries Li-ion, que nous utilisons ici, est basé sur les données du fabricant (cf. figure 3.17). Ces données, qui donnent la durée de vie, permettent de prendre en compte les effets du vieillissement calendaire et en cyclage :

$$\delta SoA = \left[\sum_{i=1}^N \frac{\Delta SoE_i^2}{2 N_{cycles}^{ref}} + \frac{\delta t}{T_{calendar}^{ref}} \right] \times \exp \left(\frac{\theta_c - \theta_c^{ref}}{\theta_0} \right) \quad (3.30)$$

où N est le nombre total de demi-cycles (cf. figure 3.18) pendant l'état de mer considéré (d'une durée δt), i est l'indice du demi-cycle (charge ou décharge) et ΔSoE_i est la profondeur de charge ou de décharge pendant le demi-cycle i , considérée ici comme le rapport des fluctuations d'énergie sur le demi-cycle par la capacité énergétique nominale (en Wh).

Les paramètres N_{cycles}^{ref} , θ_0 , θ_c^{ref} et $T_{calendar}^{ref}$, correspondants à la technologie lithium Altair-nano, sont donnés dans la table 3.8.

Un algorithme de comptage de type rainflow est utilisé pour déterminer tous les demi-cycles. Cet algorithme permet de passer d'une série temporelle à la quantification des cycles afin de leur appliquer un modèle de vieillissement en cyclage dans un contexte non périodique [110]. Son nom vient de l'analogie avec la trajectoire d'une goutte de pluie sur des plans inclinés successifs,

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

TABLE 3.8 – Paramètres du modèle de vieillissement en cyclage des batteries Altairnano lithium-titanate nanostructuré

N_{cycles}^{ref}	16 000
$T_{calendar}^{ref}$	25 ans
θ_c^{ref}	25 °C
θ_0	22 K

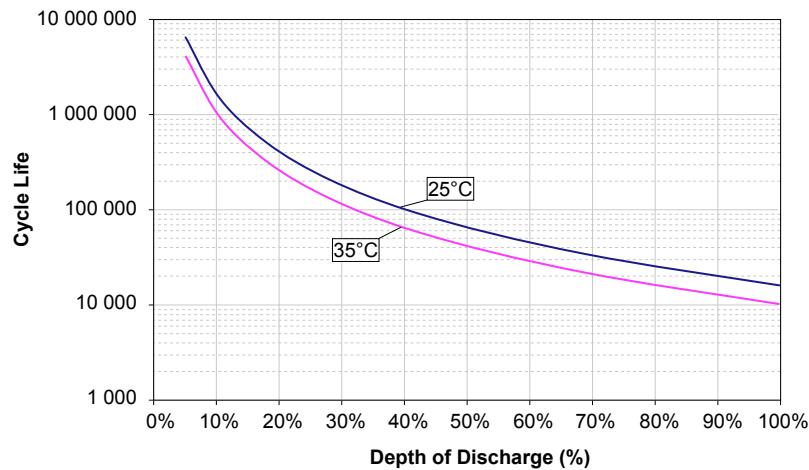


FIGURE 3.17 – Modèle de vieillissement en cyclage des batteries [109]

principe utilisé pour la décomposition en cycles d'un profil temporel. Cet algorithme a été décrit en détail dans les normes pertinentes [111], et une implémentation pour Matlab existe [112] et a été utilisée ici et son utilisation est illustrée par la figure 3.18. L'utilisation, que nous en avons faite dans cette thèse, consistant à additionner les dommages de chaque demi-cycle correspond à l'utilisation de la règle des dommages cumulés de Miner (*Miner's rule*) [113].

3.4 Modélisation du vieillissement des semi-conducteurs de puissance

D'après quelques études [114]–[116], les composants semi-conducteurs de puissance (transistors et diodes) constituent l'un des éléments vulnérables dans les convertisseurs de puissance fonctionnant en fort régime de cyclage.

Un convertisseur doit offrir un bon compromis entre coût, taille, fiabilité et performances, et cela, sur tout son cycle de vie (considéré correspondre à 20 ans dans le cadre de notre application). Des études de fiabilité sur des convertisseurs à IGBT (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) ont déjà été conduites dans d'autres applications à fortes fluctuations de puissance : l'éolien [117], les STATCOM (*static synchronous compensator*) [118] ou encore la traction ferroviaire [119].

Les applications de traction et de houlogénération directes subissent de très fréquentes variations de puissance, avec une vitesse de la génératrice qui s'annule deux fois par période de vague, ce qui peut entraîner des déséquilibres importants d'échauffement entre les différents bras de pont.

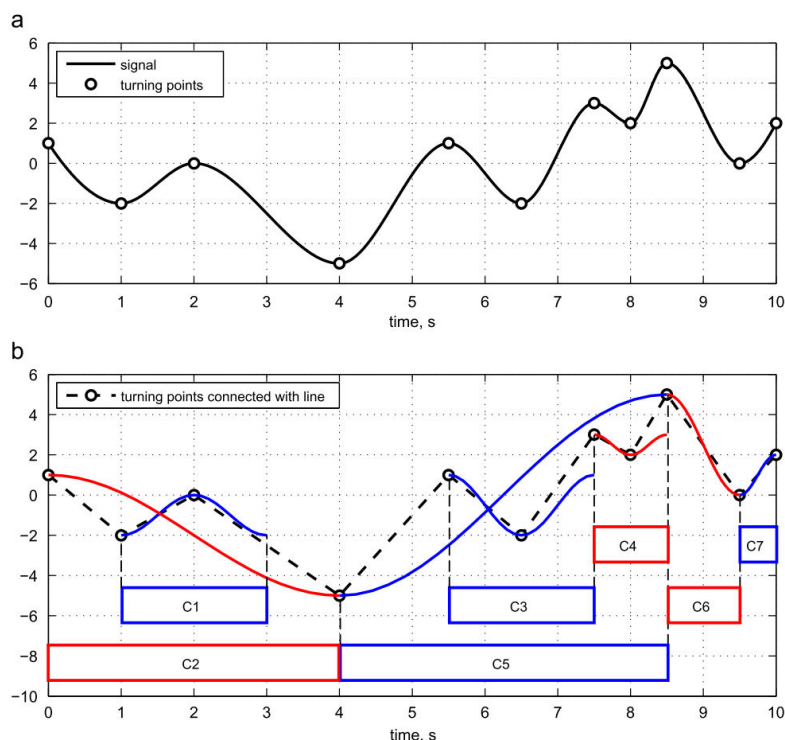


FIGURE 3.18 – Exemple montrant l'extraction des demi-cycles au sein d'une série temporelle grâce à l'algorithme rainflow [112] avec, en particulier, la prise en compte de microcycles à l'intérieur de plus grands cycles

En vue d'optimiser le dimensionnement sur cycle de vie du convertisseur, il est nécessaire de prendre en compte le vieillissement des semi-conducteurs (les IGBT). Les aspects de la conception du convertisseur statique qui seront pris en compte en tant que paramètres de cette optimisation de la fiabilité seront :

- la taille du radiateur de refroidissement car elle influe sur la température moyenne ;
- la taille des puces des composants semi-conducteurs (directement liée à leur courant nominal) qui joue un rôle sur la puissance dissipée et les caractéristiques thermiques de l'ensemble puce-boîtier et, ainsi, sur les fluctuations de la température de jonction.

Les différents modèles développés dans la suite doivent donc pouvoir s'adapter à ces deux paramètres fondamentaux de dimensionnement du convertisseur, convertisseur présenté sur la figure 3.19. La figure ne montre que le convertisseur côté machine.

Les paramètres du modèle sont basés sur les caractéristiques de quatre composants (5SNE-0800-M-170-100 [120], 5SNA-1600-N 170-100 [121], 5SNA 1800-E-170-100 [122], 5SNA-2400-M-170-305 [123]) de la technologie ABB HiPak 1700 V (IGBT Soft-Punch-Through, assemblage des puces par brasure avec bonding aluminium sur technologie DCB) [124]. Nous ne considérons que le cas de bus continu dans la plage 1200 à 1300 V, par conséquent, nous n'avons pas étudié les effets de la tension nominale en ne retenant que des calibres tension de 1700 V.

Les quatre IGBT ABB de référence sont réalisés grâce à la parallélisation de puces identiques de 100 A 1700 V. Les lois d'échelle mises en évidence ici proviennent de cette construction, avec une proportionnalité directe entre le nombre de puces utilisées, et donc la surface équivalente

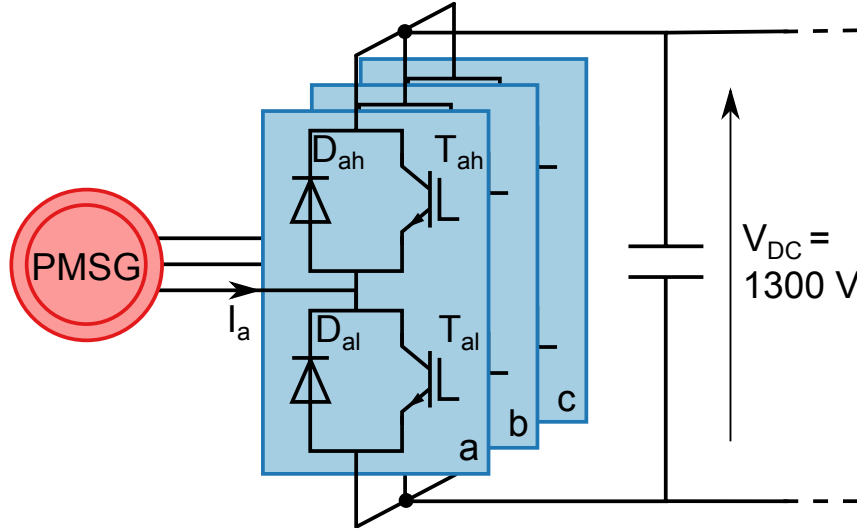


FIGURE 3.19 – Convertisseur statique triphasé (redresseur à modulation de largeur d'impulsion) côté génératrice

des puces, et le courant nominal des composants I_{rated} , choisi par la suite comme variable de mise à l'échelle.

3.4.1 Modélisation des pertes

Afin de pouvoir optimiser le dimensionnement des calibres courant, nous avons besoin de modèles paramétrés en courant nominal. Les pertes par conduction dans les IGBT et les diodes de roue libre sont calculées à l'aide du modèle linéaire par morceaux le plus élémentaire pour la tension de conduction (tension seuil V_{0X} et résistance dynamique r_{dX}) :

$$p_{condIGBT} = d_{IGBT} (V_{0IGBT} + V_{dIGBT} I_c) I_c \quad (3.31)$$

$$p_{condDiode} = d_{Diode} (V_{0Diode} + V_{dDiode} I_f) I_f \quad (3.32)$$

où $p_{condIGBT}$ et $p_{condDiode}$ sont respectivement les valeurs moyennes glissantes des pertes par conduction dans l'IGBT et la diode ; d_{IGBT} et d_{Diode} sont respectivement les rapports cycliques de conduction de l'IGBT et de la Diode ; I_c est le courant de collecteur pendant la conduction de l'IGBT et I_f est le courant direct (*forward*) durant la conduction de la diode. Dans le contexte de modulation de largeur d'impulsion du système étudié, les courants dans l'IGBT et dans la diode seront considérés égaux à la valeur moyenne glissante du courant dans la phase considérée de la génératrice.

Les pertes par commutation dans les IGBT et les diodes de roues libres sont calculées grâce aux valeurs de l'énergie de commutation E_X spécifiées par le fabricant. Il s'agit, pour le transistor, de l'énergie de commutation à l'amorçage (*turn-on*) additionnée de l'énergie au blocage (*turn-off*), et pour la diode l'énergie due à son phénomène de recouvrement inverse (*reverse recovery energy*). Ces énergies dépendent du courant et de la tension de bus V_{DC} et sont déterminées grâce à des valeurs de référence E_{Xref} :

$$p_{swIGBT} = f_d E_{IGBTref} \left(\frac{I_c}{I_{cref}} \right)^{1.1} \left(\frac{V_{DC}}{V_{DCref}} \right)^{1.35} \quad (3.33)$$

$$p_{swDiode} = f_d E_{Dioderef} \left(\frac{I_f}{I_{fref}} \right)^{0.6} \left(\frac{V_{DC}}{V_{DCref}} \right)^{0.6} \quad (3.34)$$

où p_{swIGBT} et $p_{swDiode}$ sont respectivement les pertes de commutation dans l'IGBT et la diode ; f_d la fréquence de découpage.

Pour chaque composant de référence, les paramètres de leurs chutes de tension et de leurs pertes de commutation sont obtenus en faisant correspondre les formes génériques des modèles utilisées avec les données du fabricant [120]–[123]. Les valeurs sources sont comparées sur la figure 3.20, avec celles du modèle retenu, et un résumé des valeurs des paramètres est fourni dans la table 3.9. On remarquera que la dépendances des paramètres de pertes à la température n'a pas été considérée ici et que toutes les valeurs retenues correspondent à une température de jonction de 125 °C.

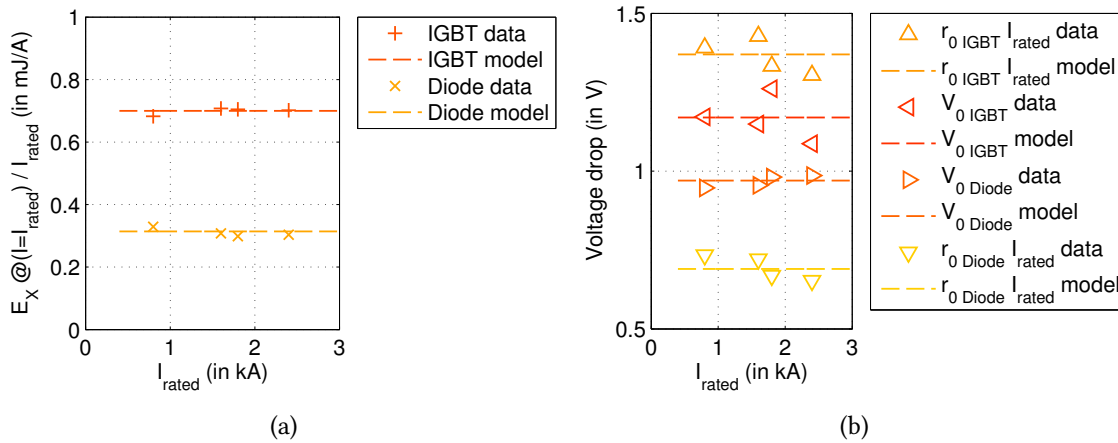


FIGURE 3.20 – Paramètres de chute de tension et de pertes de commutation fonction du courant nominal des composants, comparaison avec les données fabricants (température de jonction : 125 °C, tension de bus : 900 V)

TABLE 3.9 – Paramètres de pertes par conduction et par commutation (température de jonction : 125 °C)

X	V_{0X}	$r_{dX} I_{rated}$	$E_X (I_{rated}, 900 \text{ V}) / I_{rated}$
IGBT	1.17 V	1.37 V	0.695 mJ/A
Diode	0.97 V	0.69 V	0.314 mJ/A

3.4.2 Modélisation thermique

Comme pour les paramètres de pertes, les valeurs des résistances thermiques jonction-boîtier de chacun des quatre composants de référence [120]–[123] étudiés proviennent des données fournies par le constructeur. Leur dépendance en fonction du calibre courant est donnée sur la figure

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

3.21, et les valeurs constructeur sont comparées avec le modèle retenu dont les paramètres sont fournis dans la table 3.10.

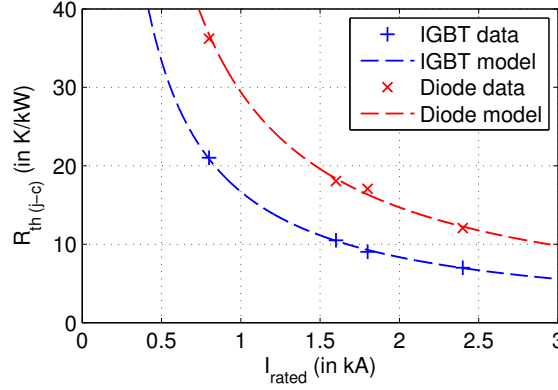


FIGURE 3.21 – Résistance thermique jonction-boîtier en fonction du courant nominal, comparaison des données fabricant avec le modèle dont les paramètres sont donnés table 3.10.

TABLE 3.10 – Paramètres du modèle des résistances thermiques jonction-boîtier et contact boîtier-dissipateur des IGBT et des diodes

X	$R_{th(j-c)X} I_{rated}$	$R_{th(c-h)} I_{rated}$
IGBT	16.7 A.(K/W)	2.12 A.(K/W)
Diode	29.4 A.(K/W)	

À l'inverse des modèles développés pour le stockage, l'inertie thermique des semi-conducteurs étant très faible, il est nécessaire de développer un modèle thermique transitoire pour chaque composant de puissance. Le réseau thermique de Foster est utilisé ici pour représenter l'impédance thermique entre la jonction (à une température T_j) et le boîtier (à une température T_c) [125]. Ce modèle fournit une forme très simple de l'impédance thermique et a été fréquemment utilisé dans des études thermiques de semi-conducteurs de puissance [117], [118].

La réponse thermique $Z_{th(j-c)X}(t)$ à un Dirac unitaire de puissance peut, sous cette hypothèse, s'écrire comme le produit d'une résistance thermique $R_{th(j-c)X}$ et d'une réponse impulsionnelle normalisée :

$$Z_{th(j-c)IGBT}(t) = R_{th(j-c)IGBT} \sum_{i=1}^4 \frac{r_{iIGBT}}{\tau_{iIGBT}} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{iIGBT}}\right) \quad (3.35)$$

$$Z_{th(j-c)Diode}(t) = R_{th(j-c)Diode} \sum_{i=1}^4 \frac{r_{iDiode}}{\tau_{iDiode}} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{iDiode}}\right) \quad (3.36)$$

Ces réponses impulsionnelles seront ainsi utilisées pour obtenir les températures de jonction grâce à l'utilisation de la fonction Matlab de convolution *conv()* entre ces réponses et le profil de pertes dans chacun des composants.

Il s'avère que l'impédance normalisée ne dépend pas de la surface de puce. En effet, les résistances thermiques sont inversement proportionnelles à la surface, tandis que les capacités

3.4 Modélisation du vieillissement des semi-conducteurs de puissance

thermiques y sont, quant à elles, proportionnelles. Ici, on suppose que tous les éléments entre la jonction et l'embase du boîtier ont une surface proportionnelle à la surface de puce, ce qui n'est pas exactement le cas. Donc, au final, les valeurs de constante de temps thermiques sont sensiblement indépendantes de la surface des puces, ce que l'on vérifie sur nos composants de référence.

Les valeurs des r_{iX} , τ_{iX} sont données dans le tableau 3.11.

TABLE 3.11 – Paramètres du modèle thermique dynamique normalisé entre la jonction et le boîtier

X	r_{1X}	τ_{1X}	r_{2X}	τ_{2X}	r_{3X}	τ_{3X}	r_{4X}	τ_{4X}
IGBT	71 %	200 ms	18 %	20 ms	7 %	2 ms	4 %	0.52 ms
Diode	70 %	210 ms	16 %	30 ms	7 %	7 ms	7 %	1.5 ms

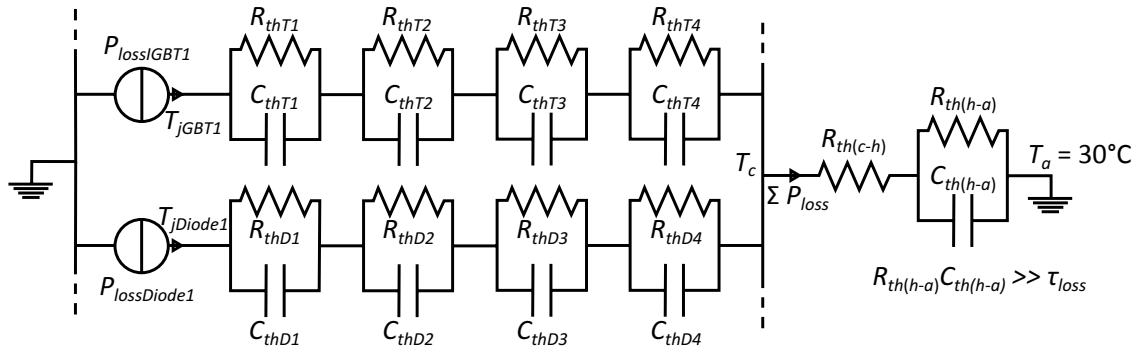


FIGURE 3.22 – Modèle du comportement thermique transitoire de l'ensemble des semi-conducteurs de puissance d'un pont triphasé et de son dissipateur (seul un module IGBT-Diode sur les six est représenté)

Que ce soit pour le convertisseur côté réseau ou pour celui côté machine, nous considérons l'utilisation de 6 modules de puissances (contenant chacun un IGBT et une diode) montés sur le même radiateur à l'aide d'une pâte thermique utilisée pour améliorer le contact. Le modèle thermique retenu est illustré par la figure 3.22.

Parmi les hypothèses, nous supposons que l'inertie de la graisse thermique est négligeable et que celle du système de dissipation est assez grande pour négliger ses variations de température durant un état de mer (la constante de temps thermique typique d'un radiateur refroidi par air forcé étant autour de 300 s [126], soit plusieurs périodes de vague). La température du radiateur devient ainsi une constante dépendant de l'état de mer, à travers la valeur moyenne des pertes dans les semi-conducteurs, et bien sûr, de sa propre résistance thermique.

3.4.3 Modèle de vieillissement en cyclage des semi-conducteurs de puissance

Vieillessement en cyclage thermique

Les données de vieillissement, qui nous ont servi à élaborer notre modèle de vieillissement, sont particulièrement riches [127] en comparaison de celles des modèles plus conventionnels [117]–[119]. Le modèle amélioré est construit à partir de tests et/ou de simulation où la température de jonction varie périodiquement (expériences de cyclage thermique). Les variables explica-

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

tives choisies sont l'amplitude du cycle ΔT_j , la température maximale durant le cycle $T_{j \max}$ (ou la température minimale durant le cycle $T_{j \min}$) et la durée du cycle t_{cycle} . Un exemple d'un tel cycle de température de jonction est donnée dans la figure 3.23.

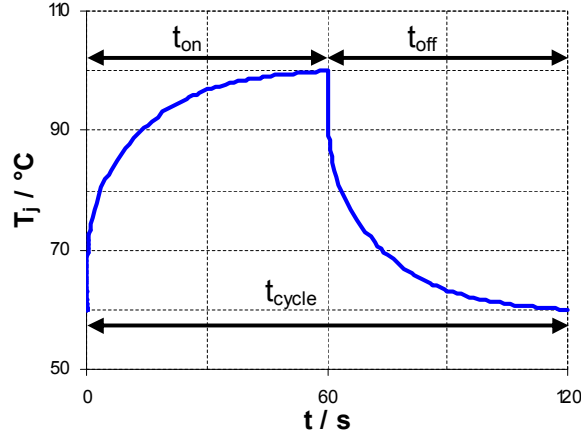


FIGURE 3.23 – Exemple d'un profil de température pour des essais avec une période de cycle t_{cycle} de 120 s, une température maximale $T_{j \max}$ de 100 °C et une amplitude du cycle ΔT_j de 40 K [127]

Cette analyse permet de prendre en compte deux modes de défaillances associés à la technologie DCB (cf. figure 3.24) :

- le premier correspond au vieillissement des fils de bonding. $N_{10\%wb}$ est le nombre de cycles à partir duquel la probabilité de défaillance de ces fils atteint 10 %. Dans notre cas, il dépend de l'amplitude ΔT_j et de la température maximale du cycle $T_{j \max}$;
- le second est relatif au vieillissement de la brasure de la puce. $N_{10\%sj}$ est le nombre de cycles à partir duquel la probabilité de défaillance de cette brasure atteint 10 %. Ici il dépend de l'amplitude ΔT_j , de la température minimale $T_{j \min}$ et de la période du cycle t_{cycle} .

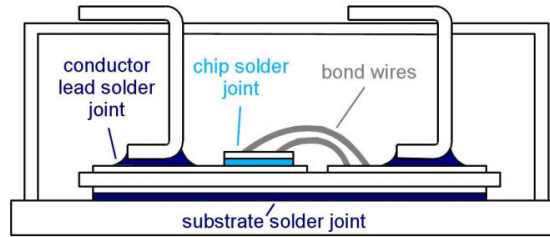


FIGURE 3.24 – Semi-conducteur en technologie DCB, éléments sujets au vieillissement en cyclage thermique : le fil de pontage ou bonding (*bond wires*) et les brasures de la puce (*chip solder joint*), du substrat (*substrate solder joint*) et du conducteur (*conductor lead solder joint*) [127]

Le modèle de fatigue des fils de bonding est un modèle de Coffin-Manson prenant en compte des déformations élastiques non-destructives **Hartmann2012**

$$N_{10\%wb} = \begin{cases} 8.56 \cdot 10^8 (\Delta T_j - \Delta T_{j \text{ cut-off}})^{-2} & \text{si } \Delta T_j > \Delta T_{j \text{ cut-off}} \\ +\infty & \text{si } \Delta T_j \leq \Delta T_{j \text{ cut-off}} \end{cases} \quad (3.37)$$

$$\text{avec } \Delta T_{j \text{ cut-off}} = 148 - 0.308 T_{j \max} \quad (3.38)$$

où l'amplitude ΔT_j et la température maximale du cycle $T_{j \max}$ sont toutes les deux exprimées en Kelvin.

Le modèle de fatigue pour la brasure de la puce a été plus compliqué à mettre en place, par le fait que le fabricant ABB fournissait le résultat du nombre de cycles limite $N_{10\%sj}$ pour 92 expériences pour différentes conditions [127]. Après quelques échanges avec ABB (Joerg Berner, *Customer Support Manager, ABB Semiconductors*), nous avons réussi à mettre en place, à partir de ces expériences, un modèle analytique, empirique mais ayant néanmoins une forme physique compatible avec les phénomènes de dégradation mentionnés, et surtout bien plus facile à utiliser :

$$N_{10\%sj} = 3.33 \cdot 10^{141} t_{cycle}^{-1.93} T_{j \min}^{-42.2} \Delta T_j^{-15.4} + 1.31 \cdot 10^{23} t_{cycle}^{-0.207} T_{j \min}^{-4.52} \Delta T_j^{-3.29} \quad (3.39)$$

où t_{cycle} , la durée du cycle est exprimée en secondes, tandis que l'amplitude ΔT_j et la température minimale du cycle $T_{j \min}$ sont toutes les deux exprimées en Kelvin.

La figure 3.25 montre la comparaison entre les expériences fournies par le constructeur et le modèle que nous en avons déduit. Le coefficient de détermination obtenu sur le logarithme des nombres de cycles est de $R^2 = 99.1 \%$, ce qui nous conforte dans les performances de ce modèle.

Algorithme Rainflow de comptage des cycles et règle de Miner

L'algorithme rainflow associé à la règle de Miner a déjà été présenté précédemment (partie 3.3.2) et son utilisation est illustrée par la figure 3.18. Notons tout de même que l'utilisation d'un algorithme rainflow associé à la règle de Miner est la méthode s'approchant le plus fidèlement des résultats obtenus par une résolution multiphysique par éléments finis en ce qui concerne le vieillissement thermique des semiconducteurs [128], comparés à d'autres méthodes de comptage.

Le résultat obtenu permet ainsi de déduire, pour chaque état de mer i , une durée $t_{10\%X i}$ correspondant à la durée de fonctionnement, avec cet état de mer en continu, à partir de laquelle le taux de défaillance atteint 10 % :

$$t_{10\%X i} = t_{simu} \sum_{k=1}^{N_{hc}} \frac{1}{2 N_{10\%X k}} \quad (3.40)$$

où t_{simu} est la durée de simulation de l'état de mer (ici 900 s), N_{hc} le nombre de demi-cycles pendant cette simulation et $N_{10\%X k}$ est le nombre limite de cycles correspondant au demi-cycle k (nombre limite de cycles lorsque la sollicitation possède la même amplitude, le même extremum et la même durée de cycle que le cycle k).

On peut ensuite, connaissant la probabilité d'occurrence p_i de chaque état de mer i , déduire assez facilement une durée de vie $t_{10\%X}$ correspondant à la durée moyenne à partir de laquelle la probabilité de défaillance atteint 10 % :

$$\frac{1}{t_{10\%X}} = \sum_{i=1}^{N_{EAI}} \frac{p_i}{t_{10\%X i}} \quad (3.41)$$

Les probabilités d'occurrence des états de mer correspondront, pour nos études, au cas de l'île d'Yeu.

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

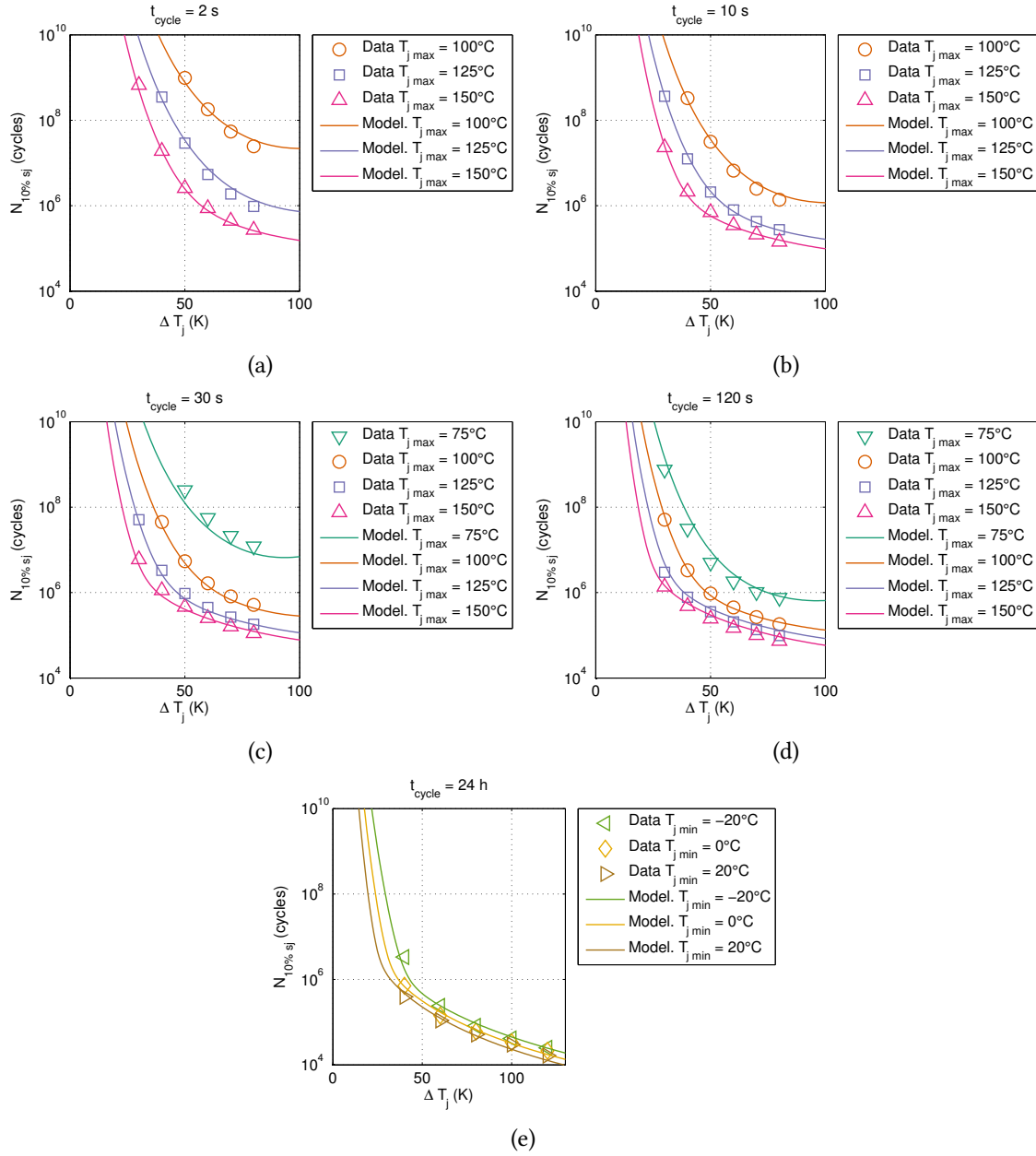


FIGURE 3.25 – Comparaison entre le modèle de vieillissement en cyclage thermique des IGBT mis en place et les données fournies par le constructeur ABB [127] : nombre de cycles pour une probabilité de défaillance de 10 % de la brasure de la puce en fonction de l'amplitude des cycles de température au niveau de la jonction pour différentes températures de jonction maximales et différentes durées de cycle (2 s à 24 h)

Distribution de la probabilité de défaillance

Nous considérons que la distribution de probabilité des défaillances suit une loi de Weibull, comme suggéré par [127], pour les deux mécanismes de défaillance considérés. Cela permet de calculer cette probabilité comme une fonction du temps grâce à la formule suivante :

$$F_X(t) = 1 - \exp\left(\ln(0.9) \left(\frac{t}{t_{10\%X}}\right)^{\beta_X}\right) \quad (3.42)$$

où F_X est la probabilité de défaillance, soit des fils de bonding (F_{wb}), soit de la brasure de la puce (F_{sj}). Le paramètre de forme β_X caractérise la dispersion de la distribution. Plus cette valeur est grande, plus la distribution est resserrée, c'est-à-dire que le temps d'arrivée à défaillance est très voisin du temps médian. Les paramètres de forme sont trouvée grâce aux valeurs fournies par ABB pour les ratios $N_{1\%X}/N_{10\%X}$ et $N_{5\%X}/N_{10\%X}$ [127]. Ce paramètre vaut donc 3.6 pour les fils de bonding et 6.6 pour la brasure de la puce. Dans les deux cas, ces paramètres de forme sont assez élevés (un facteur 1 correspond à une distribution exponentielle et un facteur 2 correspond à une distribution de Rayleigh).

On peut ensuite calculer la probabilité de défaillance d'un module IGBT-Diode F_{mod} , sachant qu'il apparaît une défaillance quand le plus rapide des mécanismes de défaillance (bonding ou brasure) a atteint son but. Cela permet d'utiliser la formulation de défaillance série. En effet, la probabilité de non-défaillance d'un ensemble d'éléments est égale au produit des défaillances de chaque élément :

$$F_{mod}(t) = 1 - (1 - F_{wbIGBT}(t)) (1 - F_{sjIGBT}(t)) (1 - F_{wbDiode}(t)) (1 - F_{sjDiode}(t)) \quad (3.43)$$

Au final, par la même réflexion, on peut considérer la défaillance de l'ensemble du convertisseur F_{inv} à partir du moment où l'un de ses 6 modules est défaillant :

$$F_{inv}(t) = 1 - (1 - F_{mod}(t))^6 \quad (3.44)$$

Rappelons que nous n'avons pas considéré dans cette étude les possibilités de défaillance, pourtant non négligeables des autres constituants des convertisseurs, notamment le condensateur de bus continu ou des drivers de commande des grilles. Ils n'ont en effet pas d'incidence sur le dimensionnement en cyclage des semi-conducteurs, néanmoins, le fait d'obtenir une fiabilité élevé de l'ensemble des semi-conducteurs ne suffit pas à avoir une fiabilité élevé de l'ensemble du convertisseur.

3.5 Conclusion de ces études et perspectives directes

Les objectifs de ce chapitre était de mettre en place un ensemble de modèles qui pourront être utilisé dans les optimisations de gestion et de dimensionnement. La première partie a permis la quantification de la contrainte de flicker dans le contexte de la houlogénération. La seconde partie a mis en place des modèles de systèmes de stockage dans le but de l'utilisation de ces derniers dans une optimisation du dimensionnement sur cycle de vie et, enfin, la dernière partie s'est concentré sur la modélisation des pertes et du cyclage des semi-conducteurs afin de quantifier la fiabilité de ces derniers en fonction des paramètres de dimensionnement.

3 Insertion au réseau et modélisation du vieillissement du stockage et des semi-conducteurs de puissance

Soulignons tout d'abord que ce travail a été facilité par de nombreuses collaborations, tout d'abord avec le SyDEV, ERDF et EDF R&D au sein du projet ANR QUALIPHE. En effet, une étude sur la connexion d'une ferme de houlogénérateurs sur le site de l'île d'Yeu a été réalisée par EDF R&D à partir des données du réseau électrique de distribution de l'île fournie par ERDF. Les rencontres et échanges que nous avons eu ont permis de confirmer le bien-fondé de notre démarche, en particulier le fait de considérer le flicker comme l'une des principales contraintes de connexion d'une ferme de houlogénérateurs au réseau, ainsi que le contexte de l'intégration au réseau sur un réseau faible. La deuxième collaboration d'importance a été un séjour de recherche au centre Beaufort Research, à l'University College Cork. Cette collaboration a permis des échanges fructueux sur les méthodes de travail et les modèles, nous permettant ainsi de comparer des technologies à colonne d'eau oscillante avec les houlogénérateurs directs étudiés au sein du projet QUALIPHE.

La contrainte en flicker, qui limite les fluctuations de tension pour tout système connecté au réseau, a été décrite dans le contexte de la houlogénération. Des outils méthodologiques ont été introduits pour faciliter les comparaisons de trois technologies de houlogénérateurs, avec différents modes de contrôle, et pour étudier leur comportement à l'échelle d'une ferme. L'introduction de la notion de sévérité intrinsèque en flicker a permis de découpler l'étude des fluctuations de tension des caractéristiques du réseau et de rendre plus génériques les résultats.

La sévérité en flicker de toute une ferme a ainsi pu être déterminée. Il a été confirmé qu'en suivant certaines règles de placement des unités de production au sein d'une ferme (en particulier, en ne les positionnant pas en ligne face à la direction dominante des vagues), on peut raisonnablement supposer que l'évolution de la sévérité en flicker évolue comme la racine carrée du nombre d'unités, tandis que la production moyenne évolue bien sûr proportionnellement au nombre d'unités. Ainsi, l'évolution de la contrainte est beaucoup moins rapide lorsque l'on multiplie le nombre d'unités de production.

Finalement, des propositions ont été faites dans le but de permettre une meilleure intégration au réseau en respectant la contrainte de flicker et donc sans risquer de devoir subir des déconnexions qui conduiraient à une perte de production. Parmi les propositions, deux seront développées plus longuement dans le prochain chapitre : il s'agit de l'injection de puissance réactive et de l'adjonction d'un système de stockage pour lisser la production.

Certains résultats attendent néanmoins d'être confirmés : en effet, le modèle de ferme utilisé pourrait être amélioré en prenant en compte les interactions hydrodynamiques entre les houlogénérateurs, ainsi que les effets d'amarrage sur la position des unités. De futures études peuvent aussi utiliser des résultats de simulation, de tests en bassin voire en pleine mer afin d'estimer le ratio flicker sur production et entre ferme et unité, et ainsi de confirmer ou infirmer les résultats de cette étude, en particulier sur l'influence de la multidirectionnalité des vagues.

Les outils méthodologiques développés autour de cette contrainte flicker peuvent être réutilisés dans d'autres cadres où un pollueur potentiel doit se connecter au réseau, qu'il soit producteur (éolien, photovoltaïque) ou consommateur (four à arc).

Nous avons aussi développé des modèles de vieillissement de systèmes de stockage (supercondensateurs et batteries électrochimiques Li-ion) et de semi-conducteurs de puissance, à partir des données techniques fournies par le fabricant et/ou de données expérimentales de laboratoires. Ces modèles ont été spécialement élaborés pour permettre leur intégration à des outils d'optimisation du dimensionnement sur cycle de vie, en particulier en permettant le changement d'échelle (nombre d'éléments pour les systèmes de stockage ou taille de puce pour les semi-conducteurs de puissance).

Ces modèles sont basés sur des principes connus en chimie (loi d'Eyring), en mécanique (loi de Coffin-Manson) ou en fiabilité probabiliste (distribution de Weibull et fiabilité série) et ont été adaptés pour coller aux expériences, analysées et synthétisées, grâce à différentes optimisations.

En particulier, les modèles de vieillissement de supercondensateurs présentés dans cette thèse ont été développés en collaboration avec un spécialiste de cette technologie (Pascal Venet du laboratoire Ampère) afin d'obtenir un modèle cohérent avec le plus grand nombre d'expériences possibles.

Bien sûr, les modèles sont fortement dépendants des technologies et de leurs évolutions, et donc ce travail ne se veut pas universel quant aux modèles élaborés. Néanmoins, les approches utilisées pour fabriquer et rendre utilisables ces modèles dans un contexte de dimensionnement peuvent servir d'inspiration afin de construire de nombreux autres modèles, essentiels dans l'optimisation de dimensionnement et/ou de gestion sur cycle de vie.

La principale limite des travaux de construction de ces modèles est sans doute liée à la simplicité des modèles thermiques mis en oeuvre. En effet, comme nous avons pu le voir à travers la grande sensibilité à la température des mécanismes de vieillissement, des efforts accrus sur l'élaboration de modèles thermiques plus performants permettraient une approche plus fine des problèmes de vieillissement. On peut citer deux axes qui nous semblent importants :

- la modélisation et la prise en compte des déséquilibres d'échauffement dans les systèmes de stockage d'énergie, que ce soit à l'échelle des cellules ou des modules, ceux-ci pouvant fortement réduire la durée de vie du système ;
- la modélisation de la source froide, ici vue comme une température ambiante relativement arbitraire, ce qui nécessite de s'intéresser à la conception des systèmes de refroidissement, qui, dans le cas de l'environnement marin de nos travaux, pourraient en tirer avantage.

Bien que développés pour un contexte de houlogénération, ces méthodes et modèles peuvent s'adapter à de nombreuses autres applications en énergétique électrique, en particulier celles qui subissent un cyclage plus ou moins important, comme en production d'énergie (éolien, solaire), en transport (voiture électrique, transport ferroviaire, avionique) ou encore dans certaines applications réseau (STATCOM, smart grid, par exemple, les aspects stockage sur le réseau dans un contexte de plan de tension ou de régulation de la fréquence).

Fort des modèles développés dans ce chapitre, nous allons dans le chapitre suivant nous intéresser au dimensionnement sur cycle de vie du calibre courant du convertisseur côté génératrice et à la co-optimisation du système de lissage, là aussi en y intégrant la problématique du vieillissement.

Chapitre 4

Optimisation de la gestion et du dimensionnement sur cycle de vie

4.1 Introduction

Le houlogénérateur direct considéré dans ce chapitre est le SEAREV [9], [129] (cf. figure 4.1). La raison principale pour ce choix est que la chaîne électrique ayant déjà été étudiée et optimisée au sein du laboratoire [9], [13], des résultats seront réutilisés dans le cadre de nos études. Ce houlogénérateur est décrit plus en détail dans l'annexe A. Cela n'enlève rien aux généralisations des analyses et des méthodes développés ici.

Le contexte d'une ferme connectée à un réseau de distribution considéré ici, plus précisément, les conditions du site exploité correspondront à celui de l'île d'Yeu. Comme nous avons pu le voir dans le chapitre précédent (voir section 3.2), la participation de chaque unité au respect de la contrainte de flicker dépend de la technologie du houlogénérateur et du contrôle de la récupération, du nombre d'unités, de leur agencement au sein de la ferme, des paramètres du réseau et enfin du grid code limitant la consommation de puissance réactive et la sévérité individuelle en flicker de la ferme. Le contexte du cas d'étude est le suivant :

- une ferme de 19 houlogénérateurs avec un contrôle passif (des SEAREV avec un contrôle de type visqueux écrêté en puissance) installé sur un site similaire à celui de l'île d'Yeu pour une durée de 20 ans ;
- un réseau faible (puissance apparente de court-circuit de 50 MVA et angle de l'impédance réseau de 60°), que l'on pourrait typiquement retrouver sur des réseaux de distribution HTA insulaires ou côtiers ;
- le grid code français, avec une limite en flicker long terme de $P_{lt} = 0.25$ et une consommation maximale de puissance réactive (des abonnés consommateurs) au point d'injection correspondant à $\tan(\phi) = 0.2$.

À partir des modélisations développées dans le chapitre précédent, il est maintenant possible d'optimiser, sur cycle de vie, le dimensionnement des semi-conducteurs et de réaliser une co-optimisation de la gestion et du dimensionnement du système de stockage.

Tout d'abord, le dimensionnement des semi-conducteurs de puissance fait intervenir le courant nominal des composants (courant nominal identique pour les IGBT et les diodes) ainsi que la résistance thermique du radiateur, comme introduit dans le chapitre précédent (voir section 3.4). Le but sera de déterminer ces paramètres de dimensionnement permettant d'atteindre une fiabilité de 99 % (ou autre valeur) sur la durée de vie du système (20 ans). À notre connaissance, il

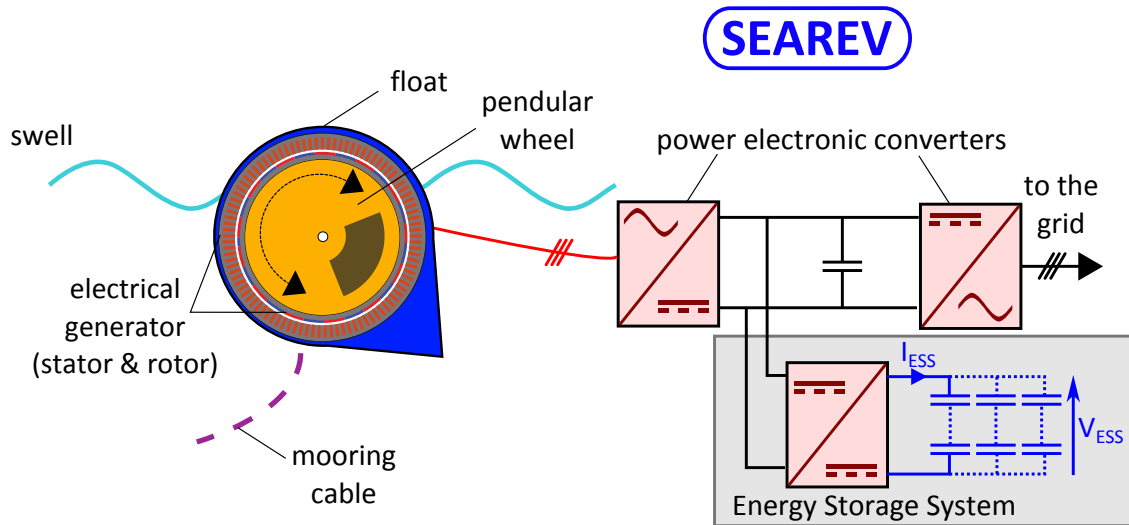


FIGURE 4.1 – Schéma de principe de la chaîne de conversion du SEAREV dans sa version tout électrique (génératrice synchrone directe à aimants permanents associée à un convertisseur statique) ainsi qu'un système de stockage éventuel pour le lissage de la puissance

s'agit du premier dimensionnement de composants semi-conducteurs sous contrainte de fiabilité prenant en compte leur fatigue en cyclage thermique.

Comme indiqué dans le chapitre précédent, le lissage de la production par l'adjonction d'un système de stockage constitue l'une des voies pour résoudre le problème de l'intégration au réseau. Le prix élevé de ces systèmes de stockage d'énergie électrique conduit à optimiser le dimensionnement et la gestion qui minimiseront leurs coûts (investissement et fonctionnement) et donc leur impact sur le prix de revient du MWh produit.

Cela revient à une optimisation sous une contrainte non linéaire sur la puissance injectée. Ce type de problème avec une contrainte sur la puissance lissée est, à notre connaissance, peu traité dans la littérature [130]. En outre, de manière plus générale, la prise en compte du coût sur cycle de vie a rarement été incluse dans un dimensionnement [51], [91], [131].

Dans ces conditions, nous avons effectué une comparaison entre différents choix de technologies de stockage : supercondensateurs et batteries électrochimiques Li-ion de puissance, dont les modèles ont été présentés dans la partie 3.3. Dans la littérature, il existe de nombreuses comparaisons entre technologies de stockage, mais, parmi celles-ci, nombreuses sont celles qui sont focalisées sur le coût d'investissement des systèmes [132]–[135]. Malheureusement, peu d'entre elles considèrent le vieillissement [136], [137], ce qui est pourtant primordial, qui plus est pour les applications stationnaires, et cela pour deux raisons : tout d'abord, les contraintes de volume et de masse sont beaucoup moins importantes par rapport au cas d'un stockage embarqué et, de plus, le stockage est en compétition avec d'autres voies quand il est installé sur le réseau (moyens de production flexibles, effacement diffus ou autres actions sur les profils de consommation).

Nous avons également choisi de comparer deux architectures de contrôle : décentralisée (par unité de production) et centralisée (ensemble des différents systèmes de stockage considérés globalement). Dans d'autres études scientifiques, des contrôles centralisés ont été étudiés pour des fermes éoliennes afin de participer à la régulation de la fréquence, par exemple par l'utilisation de l'énergie cinétique ou par la perte de productible afin d'avoir une réserve symétrique [138], [139]. Une étude [140] a même déjà proposé de coordonner le contrôle d'une ferme de houlogé-

nérateurs, mais plutôt dans un but de maximisation de l'énergie convertie, en prenant en compte les interactions hydrodynamiques. Néanmoins, dans aucun de ces cas, des systèmes de stockage d'énergie ne sont considérés.

4.2 Dimensionnement fiabiliste des semi-conducteurs de puissance

Cette section concerne les semi-conducteurs de puissance du redresseur actif pilotant la génératrice synchrone à aimants permanents de la chaîne de conversion présentée précédemment. En plus de subir un très grand nombre de fluctuations de puissance, ce convertisseur est soumis à de très basses fréquences des courants dues à des annulations régulières de la vitesse de rotation. Ces courants entraînent des pertes variant à des basses fréquences, trop basses pour que les fluctuations de température soient lissées par l'inertie thermique de ces composants. Quant au convertisseur côté réseau (onduleur), il subit également les fluctuations de puissance dues au rythme des vagues pouvant éventuellement être atténuées par le lissage (section 4.3 et 4.4), mais la fréquence des courants injectés au réseau étant constante, il est globalement moins contraint que le redresseur actif côté génératrice. Notons que la méthodologie de dimensionnement, qui sera appliquée au redresseur actif, est suffisamment générique pour être reprise pour effectuer un dimensionnement en cyclage des autres convertisseurs de puissance de la chaîne électrique (onduleur réseau et hacheur associé au stockage éventuel).

4.2.1 Obtention des profils des courants

Un modèle multi-physique a été utilisé afin d'obtenir les profils temporels des courants de phase de la machine tournante fonctionnant en rotation alternée.

Tout d'abord, la modélisation hydromécanique du SEAREV est semblable à celle présentée dans le chapitre 2.2, elle est présentée dans [141]. Elle permet en particulier d'obtenir la vitesse de rotation, la position angulaire et le couple appliqué au niveau de la génératrice synchrone à aimants permanents. Ici, la loi de contrôle utilisée est une loi d'amortissement visqueux avec écrêtage en puissance (coefficient d'amortissement visqueux : $4 \text{ MNm}/(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$, puissance d'écrtage 1.1 MW).

Le modèle électrique de la machine et de sa commande provient également des travaux précédents et est présenté dans [31]. Ce modèle permet d'obtenir les tensions et courants dans les axes d et q (repère de Park) à partir de la vitesse de rotation de la génératrice et du couple de récupération. En effet, le courant dans l'axe q est choisi afin de fournir le couple demandé (le courant d'axe d n'exerce aucune influence sur le couple, la génératrice étant une machine non saillante). Le courant dans l'axe d est, quant à lui, choisi pour minimiser les pertes totales (pertes fer, cuivre et dans les semi-conducteurs) sous contraintes de saturation magnétique, de désaimantation, de courant nominal et de tension de bus (plus de précisions sont contenues dans l'annexe A).

Les courants instantanés sont alors calculés, considérant la valeur moyenne glissante (sur la période de découpage), permettant ainsi de déterminer les courants dans chacun des 12 composants (6 IGBT et 6 diodes). Les profils utilisés ont une durée de 900 s et on utilise un pas de temps de 1 ms au vu de la dynamique du système thermique (voir modélisation présentée en section 3.4.2).

Nous allons donc étudier la fatigue en cyclage des semi-conducteurs de puissance durant les différents états de mer rencontrés sur le site étudié, le site de l'île d'Yeu, en fonction des para-

mètres de dimensionnement choisis : le calibre courant ou courant nominal des semi-conducteurs et la résistance thermique du système de dissipation du redresseur actif contrôlant la génératrice.

Deux états de mer particuliers ont été retenus dans un but d'illustration, ils correspondent à :

- $H_s = 3$ m et $T_p = 9$ s. Il s'agit d'un état de mer typiquement utilisé pour la conception de houlogénérateurs, il est représentatif d'un état de mer ayant un produit puissance moyenne (250 kW) par sa probabilité d'occurrence (340 heures par an sur le site considéré) assez grand, cette grandeur correspondant ici à son potentiel énergétique annuel, et donc, en multipliant par le nombre d'années d'usage, à celui sur son cycle de vie.
- $H_s = 6$ m et $T_p = 10$ s. Il s'agit d'un état de mer extrême qui correspond à la puissance maximale (590 kW moyen, sur 900 s), avec, ici, une faible probabilité d'occurrence (4 heures par an).

Les profils temporels de courant pour ces deux états de mer sont montrés sur la figure 4.2. On observe alors que le courant maximal correspond à 1400 A. Trois échelles de temps apparaissent afin de mettre en évidence trois échelles de temps caractéristiques des fluctuations des courants dans une phase de la machine : le groupe de vagues (périodicité d'environ 50 s), les vagues (périodicité d'environ 10 s) liées à deux annulations de vitesse par vague (pendulation), et la pulsation électrique proportionnelle à la vitesse de rotation (périodicité d'environ 50 ms).

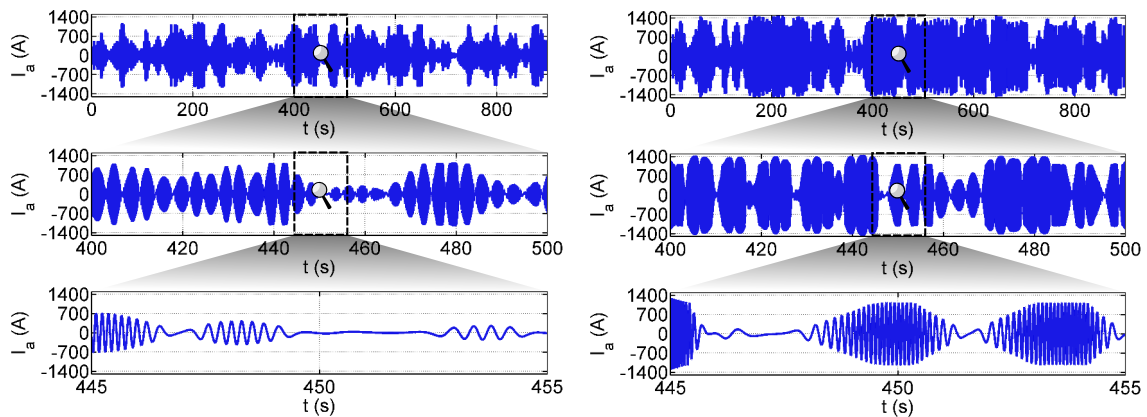


FIGURE 4.2 – Profils temporels de courant (avec 3 échelles de temps) avec deux états de mer : $H_s = 3$ m et $T_p = 9$ s à gauche (245 kW moyens) ; et $H_s = 6$ m et $T_p = 10$ s à droite (590 kW moyens)

4.2.2 Obtention des profils de températures

Grâce aux modèles de pertes et aux modèles thermiques présentés dans le chapitre précédent (section 3.4), nous déduisons des profils temporels des différentes températures pour plusieurs états de mer à dimensionnement donné.

Pour les premières évaluations, nous avons fixé le courant nominal des semi-conducteurs au courant maximum instantané (1400 A), provenant du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine [9], et la résistance thermique choisie de telle manière que la température de jonction atteinte pour l'état de mer le plus puissant reste en dessous de 125 °C, ce qui correspond à $R_{th(h-a)} = 7$ K/kW avec une température ambiante de 30 °C, comme précisé dans la section 3.4.2. Les profils des températures de jonction d'une diode et d'un IGBT sont montrés sur la figure 4.3.

On remarque que la température de jonction de la diode est globalement plus importante que celle au niveau de l'IGBT. Ceci s'explique aisément par l'utilisation faite de cette structure triphasée en un redresseur actif (la machine fonctionne en génératrice, et non en moteur) : dans cette

configuration, les diodes conduisent en effet plus souvent que les IGBT, ce qui permet d'expliquer ce fait.

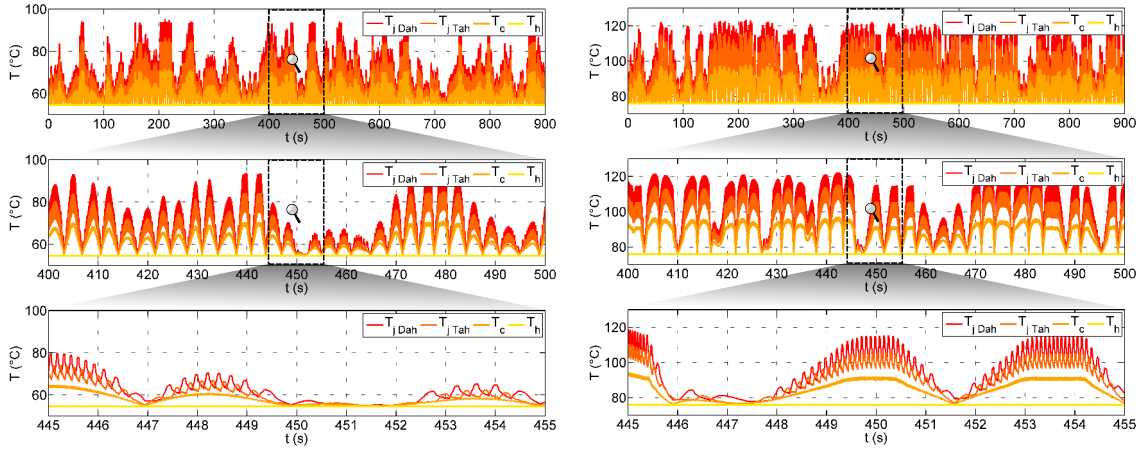


FIGURE 4.3 – Profils de températures de jonction, boîtier et dissipateur (à 3 échelles de temps) avec un calibre courant de 1400 A et une résistance thermique de dissipateur (du convertisseur) de 7 K/kW pour les deux états de mer : $H_s = 3$ m et $T_p = 9$ s (à gauche) ; et $H_s = 6$ m et $T_p = 10$ s (à droite)

4.2.3 Détermination de la durée de vie des semi-conducteurs de puissance

Les profils temporels de températures de jonction sont exploités pour quantifier le cyclage thermique des modules, en l'occurrence les différents demi-cycles des fluctuations de température de jonction. Cette évaluation est menée sur les deux états de mer de référence, en considérant les deux éléments les plus vulnérables : les brasures des puces (IGBT et diode) ainsi que les fils de bonding (IGBT et diode). Nous rappelons que cette démarche a été présentée en détail dans le chapitre précédent (section 3.4.3).

Ainsi, ces différents résultats sont présentés dans la table 4.1. Comme nous l'avons précédemment signalé, la sollicitation thermique des diodes étant plus importante que celle des IGBT compte tenu du dimensionnement des modules considérés, il n'est pas surprenant que les diodes soient le maillon faible, avec une durée de vie de la brasure de la puce correspondante bien plus faible que la durée de vie des autres éléments. On constate également que l'intensité de l'état de mer influence grandement la vitesse de dégradation des semi-conducteurs.

TABLE 4.1 – Prédiction de la durée de vie des éléments d'un module IGBT-diode pour deux états de mer (calibre courant de 1400 A et résistance thermique du système de dissipation de 7 K/kW)

État de mer	$t_{10\%wbIGBT}$ (fils de bonding de l'IGBT)	$t_{10\%sjIGBT}$ (brasure de la puce de l'IGBT)	$t_{10\%wbDiode}$ (fils de bonding de la diode)	$t_{10\%sjDiode}$ (brasure de la puce de la diode)
$H_s = 3$ m ; $T_p = 9$ s	∞	160 ans	160 ans	14 ans
$H_s = 6$ m ; $T_p = 10$ s	16 ans	5.4 ans	2.4 ans	2.0 ans

4.2.4 Évaluation de la durée de vie de l'ensemble des semi-conducteurs de puissance sur un site marin donné

Nous proposons maintenant de prendre en compte l'ensemble des états de mer d'un site particulier et leurs impacts sur la durée de vie des semi-conducteurs. On considère ici le site de l'île d'Yeu défini par la probabilité d'occurrence des états de mer discrétisés en 106 états (voir section 3.4.3). Pour un dimensionnement donné des modules (calibre courant nominal) et une résistance thermique globale du système de dissipation, le temps de calcul est relativement court (moins de 8 minutes avec un processeur Intel-Xeon X5550 cadencé à 2.67 GHz) pour obtenir la fiabilité sur 20 ans en considérant 106 états de mer.

Ce temps de calcul se révèle donc suffisamment court pour tester différents couples calibre courant - résistance thermique. Nous avons ainsi fait varier le calibre courant des semiconducteurs de 1000 à 2200 A (pour rappel, le courant maximum dans la génératrice était de 1400 A, correspondant à une optimisation de dimensionnement préalable [9]) et la résistance thermique du système de dissipation de 0 à 25 K/kW (0 correspondant au cas idéal d'un *radiateur infini*). La température ambiante considérée est de 30 °C, mais remarquons que le changement de taille de radiateur, pour chaque état de mer, ne fait que décaler les profils de température de jonction (avec les hypothèses présentées en 3.4.2, notamment celle sur la constante de temps thermique du radiateur).

Nous avons représenté sur la figure 4.4 les résultats de cette étude à probabilité de défaillance constante sur 20 ans (0,1 %, 1 % et 10 %) en fonction des deux paramètres de dimensionnement (calibre courant et résistance thermique globale). On peut observer que la taille des semi-conducteurs et du radiateur ont un immense impact sur la fiabilité. On remarque également que le dimensionnement initial ($I_{rated} = 1400$ A ; $R_{th}(h - a) = 7$ K/kW) conduit à une probabilité de défaillance de 5 % (un peu en dessous de la ligne à 10 %), ce qui est trop élevé par rapport à notre cahier des charges (99 % de fiabilité). Tous les points situés sous une ligne permettent d'obtenir un taux de défaillance plus faible (fiabilité plus élevée). Dans cet exemple, avec un calibre 1400 A, il faudrait une résistance thermique globale inférieure à 6.4 K/kW pour obtenir une fiabilité meilleure que 99 % sur 20 ans, ou encore, en conservant le système de dissipation à 7 K/kW, un calibre courant de plus de 1450 A.

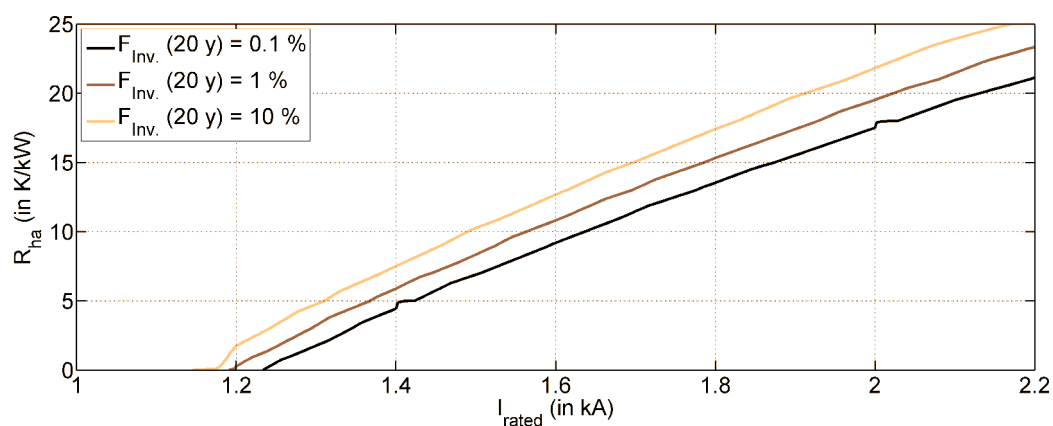


FIGURE 4.4 – Courbes d'iso probabilité de défaillance sur 20 ans des semiconducteurs du redresseur actif dans le plan (calibre courant des semiconducteurs)-(résistance thermique du système de dissipation) pour une température ambiante de 30 °C, pour un dimensionnement donné de la chaîne de conversion directe du SEAREV et sur le site de l'île d'Yeu.

Une infinité de couples de solutions (R_{th} , I_{rated}) permettent ainsi d'obtenir une fiabilité suffisante par rapport à notre cahier des charges. La table 4.2 fournit une comparaison de la fiabilité relative à chaque source de défaillance des modules pour trois dimensionnements différents. L'analyse de ces résultats confirme que la brasure de la diode est toujours l'élément limitant, quelle que soit la solution choisie.

TABLE 4.2 – Prédiction de la durée de vie des éléments les plus vulnérables d'un des 6 modules du redresseur actif pour l'ensemble des états de mer (Ile d'Yeu) et un dimensionnement particulier de la chaîne de conversion directe du SEAREV [9] avec des couples calibre courant - résistance thermique permettant une fiabilité de 99 %

$I_{rated} ; R_{th(h-a)}$	$t_{10\%wbIGBT}$ (fils de bonding de l'IGBT)	$t_{10\%sjIGBT}$ (brasure de la puce de l'IGBT)	$t_{10\%wbDiode}$ (fils de bonding de la diode)	$t_{10\%sjDiode}$ (brasure de la puce de la diode)
1400 A ; 6.4 K/W	8100 ans	250 ans	170 ans	37 ans
1600 A ; 11.3 K/W	3400 ans	240 ans	160 ans	38 ans
1800 A ; 15.7 K/W	1200 ans	240 ans	110 ans	38 ans

Afin de choisir entre les différentes solutions, il est nécessaire d'analyser les sur-coûts afin de mieux optimiser les calibres courant et le système de dissipation du convertisseur. D'après nos premières analyses économiques, les semiconducteurs ne représentant qu'une faible partie du coût total d'un convertisseur statique, un sur-dimensionnement des calibres courant nous semble donc être une piste pertinente pour augmenter la fiabilité.

4.3 Gestion du stockage sous contrainte de flicker

4.3.1 Modélisation pour la gestion du stockage

Le système complet (ferme de houlogénérateurs) modélisé avec les différents flux de puissance est représenté sur la figure 4.5. Nous considérerons ici une ferme de 19 unités, bien que seulement 2 aient été représentées sur la figure. Sur cette figure apparaissent aussi les deux architectures de contrôle étudiées durant la thèse, décentralisée ou centralisée, elles seront décrites plus en détail dans la partie 4.3.2.

On considère comme négligeable l'effet des pertes dans le stockage sur le comportement dynamique du système. Cela ne veut pas dire qu'on les néglige, mais seulement que le comportement dynamique ne change pas significativement en ne les considérant pas. Avec cette hypothèse, le système de stockage peut-être représenté par un intégrateur pur. Cette hypothèse est très souvent utilisée dans ce type de problème, et se traduit ainsi par les relations suivantes, pour chaque unité i :

$$\frac{dE_{Sto\ i}}{dt} = P_{Sto\ i}(t) \quad (4.1)$$

$$P_{Sto\ i}(t) = P_{Prod\ i}(t) - P_{Unit\ i}(t) \quad (4.2)$$

où $E_{Sto\ i}$ est l'énergie contenue dans le système de stockage de l'unité i , $P_{Sto\ i}$, la puissance dans ce même système, $P_{Prod\ i}$, la puissance extraite par le PTO i et $P_{Unit\ i}$, la puissance injectée à la sous-station par l'unité i .

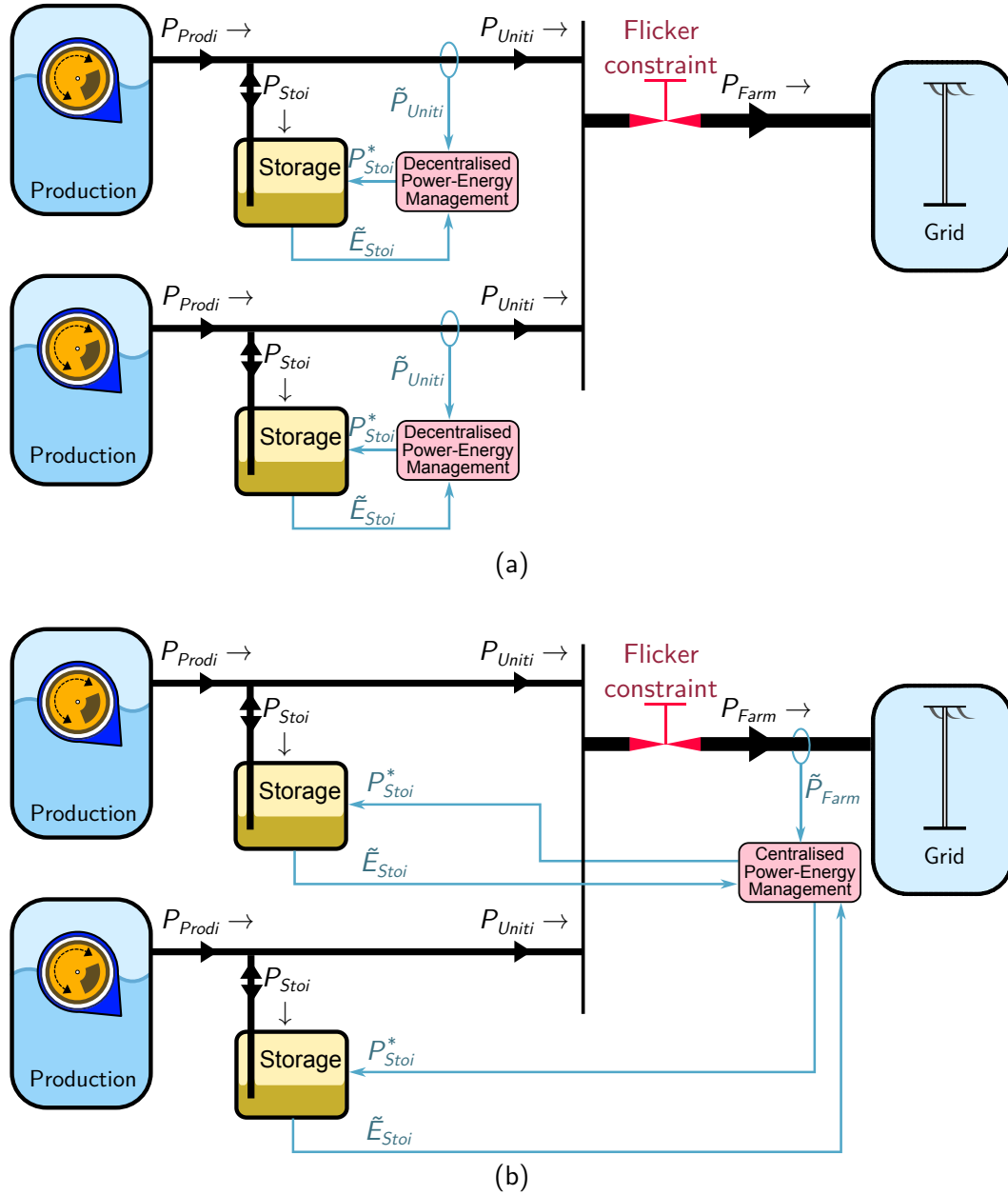


FIGURE 4.5 – Lissage de la production d’une ferme (2 unités représentées) grâce à un système de stockage d’énergie embarqué dans le but de satisfaire une contrainte de flicker : architectures de contrôle décentralisée (a) et centralisée (b)

De plus, on sait que la puissance produite par le système houlogénérateur est bornée par le contrôle de récupération (ici entre 0 et 1,1 MW) : $P_{Min} \leq P_{Prod}(t) \leq P_{Max}$, avec P_{Min} et P_{Max} , les bornes de la puissance produite. L’énergie dans un système de stockage est aussi bornée, à la fois par sa capacité énergétique et les limites introduites par la gestion : on a donc $E_{MinX} \leq E_{Sto}(t) \leq E_{MaxX}$, avec E_{MinX} et E_{MaxX} , respectivement la valeur minimale et maximale de l’énergie stockée.

4.3.2 Loi de gestion paramétrée

Nous proposons une stratégie de gestion paramétrée car cela permettra d'en faciliter l'optimisation en fonction des contraintes et du coût en recherchant des valeurs optimales de ces paramètres.

Les bases de la construction de cette loi de gestion sont très simples : afin de limiter des fluctuations trop importantes de puissance injectée au réseau, le système de stockage va lisser une partie des fluctuations de la puissance produite. Mais, pour cela, il faut que le système de stockage ne soit ni vide ni plein. Pour éviter d'atteindre ces saturations, il faut que la stratégie conduise à stocker de l'énergie lorsque l'état d'énergie devient trop faible, et inversement, qu'elle conduise à déstocker lorsque l'état d'énergie est trop haut.

Ce raisonnement se résume alors aux quatre préceptes suivants :

- Plus la puissance produite est importante, plus on stocke ;
- Plus la puissance produite est faible, plus on déstocke ;
- Plus le système de stockage d'énergie est vide, plus on stocke ;
- Plus le système de stockage d'énergie est important, plus on déstocke.

Nous décidons donc ici que, pour répondre à ces principes, la puissance appelée dans le système de stockage dépend linéairement de la puissance produite et de l'état de stockage du système. Ce type de loi s'inspire en particulier de la logique floue [142]–[144].

Application à la gestion décentralisée

Tout d'abord, nous proposons d'appliquer cette méthode à la gestion décentralisée où la décision sur la gestion de stockage local $P_{Sto\ i}$ ne dépend que d'informations locales (la puissance produite par l'unité $P_{Prod\ i}$ ainsi que l'énergie dans le système de stockage $E_{Sto\ i}$) :

$$P_{Sto\ i}(t) = \alpha_D (P_{Prod\ i}(t) - P_{Min}) - (P_{Max} - P_{Min}) \frac{E_{Sto\ i}(t) - E_{MinD}}{E_{MaxD} - E_{MinD}} \quad (4.3)$$

Cette loi de gestion possède trois paramètres : E_{MinD} , E_{MaxD} et α_D (D pour décentralisé), qui représentent donc respectivement l'énergie minimale stockée, l'énergie maximale stockée et α_D un coefficient (compris entre 0 et 1) proportionnel à la part de la puissance produite filtrée avant l'injection à la sous-station réseau. Cette loi de gestion est illustrée par la figure 4.6. Les valeurs de ces paramètres peuvent ainsi être optimisés afin de maximiser une fonction objectif et/ou de respecter une contrainte.

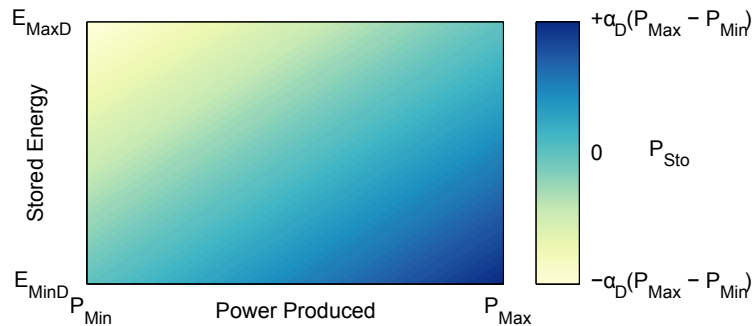


FIGURE 4.6 – Illustration de la loi de gestion paramétrique utilisée (équation (4.3)) : puissance stockée en fonction de la puissance produite et de l'état d'énergie du système de stockage. α_D est un paramètre compris entre 0 et 1.

Application à la gestion centralisée

Après avoir présenté la gestion décentralisée, nous nous intéressons maintenant à une centralisation de la gestion. Nous rappelons qu'elle est basée sur la même forme paramétrée. On utilise alors des informations globales, c'est-à-dire la production de toutes les unités de production $\sum P_{Prod\ i}$ et l'état d'énergie de tous les systèmes de stockage $\sum E_{Sto\ i}$, afin de prendre une décision globale, c'est-à-dire les consignes de puissance dans tous les systèmes de stockage $\sum P_{Sto\ i}$.

Pour faciliter la simulation, nous considérerons que chaque système de stockage est une portion identique d'un système de stockage équivalent, et donc tous les flux sont équilibrés entre ces systèmes (les puissances produites restant, elles, différentes pour chaque unité) :

$$P_{Sto\ i}(t) = \alpha_C \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{Prod\ i}(t) - P_{Min}) - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{Max} - P_{Min}) \frac{E_{Sto\ i}(t) - E_{MinC}}{E_{MaxC} - E_{MinC}} \quad (4.4)$$

De la même façon que pour la loi de gestion, nous retrouvons trois paramètres de réglage : E_{MinC} , E_{MaxC} et α_C (C pour Centralisé). Nous pouvons remarquer que des dérives peuvent apparaître entre les différents systèmes de stockage (par exemple dues aux dispersions de caractéristiques). Ces dernières devraient être compensées par un équilibrage actif additionnel qui, en moyenne, chargerait les systèmes les plus vides avec l'énergie des stockages les plus remplis.

L'énergie stockée et la puissance stockée dans les systèmes de stockage sont donc équilibrées. Compte tenu de la convexité des fonctions de pertes et de vieillissement dans les systèmes de stockage, le pilotage équilibré, lorsqu'il est centralisé, constitue en effet la meilleure solution pour réduire les coûts globaux associés à ces derniers. Cette démarche d'équilibrage est illustrée par la figure 4.7.

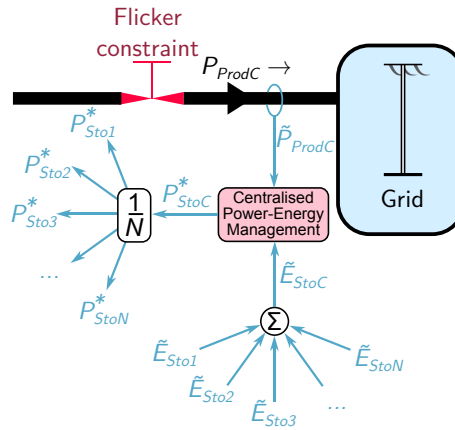


FIGURE 4.7 – Gestion centralisée des différents systèmes de stockage : ils sont contrôlés comme un seul système de stockage équivalent N fois plus grand, tous les systèmes individuels partageant le même état et les mêmes flux de puissance

Simplicité de mise en oeuvre

Notons que ces deux lois sont extrêmement simples à implémenter, à condition de posséder des mesures ou des observations des puissances produites et des états d'énergie des systèmes de stockage au niveau de chaque unité. Elles nécessitent en particulier beaucoup moins de paramètres que les contrôles par logique floue [142]–[144], par programmation dynamique [145] ou

pseudo-programmation dynamique [146]. Cette simplicité permet de faciliter l'optimisation de cette gestion, mais cela ne garantit pas, bien entendu, la meilleure performance possible, tout en permettant de respecter la contrainte de flicker identifié.

Rôle du coefficient α_X

Dans la suite de cette section, nous nous focaliserons sur la gestion décentralisée afin d'éviter les répétitions : en effet, toutes les propriétés qui seront décrites dans la suite sont transposables au cas où la gestion est centralisée.

Comme nous l'avons déjà dit, le paramètre α_D permet de moduler la part de la puissance lissée grâce au système de stockage. En effet, à partir de la relation (4.2), on a, pour $\alpha_D = 1$:

$$P_{Unit\ i} = P_{Min} + (P_{Max} - P_{Min}) \frac{E_{Sto\ i}(t) - E_{MinD}}{E_{MaxD} - E_{MinD}} \quad (4.5)$$

soit une puissance en sortie d'unité qui ne dépend plus que de l'état d'énergie du stockage et plus du tout de la puissance produite. Ce découplage est intéressant, et d'ailleurs, ce cas particulier ($\alpha_D = 1$) a déjà été étudié dans [9].

Au contraire, pour $\alpha_D = 0$, on a :

$$P_{Unit\ i} = P_{Prod\ i} \quad (4.6)$$

soit une puissance en sortie d'unité qui ne dépend plus que de la puissance produite et plus du tout de l'état d'énergie du stockage (d'ailleurs, dans ce cas là, il n'y a plus d'utilisation du stockage).

Limitations de l'état d'énergie et de la puissance du système de stockage induites par la gestion

On remarque alors que lorsque le système de stockage est à son état d'énergie minimum ($E_{Sto\ i} = E_{MinD}$), on a la relation :

$$P_{Sto\ i}(E_{Sto\ i} = E_{MinD}) = \alpha_D (P_{Prod\ i} - P_{Min}) \geq 0 \quad (4.7)$$

Ce qui veut dire que le système de stockage n'a pas d'autres possibilités que de se remplir quand il est vide. De même, lorsqu'il est à son état d'énergie maximum ($E_{Sto\ i} = E_{MaxD}$), on a la relation :

$$P_{Sto\ i}(E_{Sto\ i} = E_{MaxD}) = \alpha_D (P_{Prod\ i} - P_{Max}) \leq 0 \quad (4.8)$$

Cela évite intrinsèquement les non-linéarités qui pourraient survenir à cause des limites en énergie du stockage. Cette propriété est obtenue par la définition même de la loi de gestion. En outre, la limitation de la puissance $P_{Sto\ i}$ est naturellement symétrique :

$$\alpha_D \cdot (P_{Min} - P_{Max}) \leq P_{Sto\ i}(t) \leq \alpha_D \cdot (P_{Max} - P_{Min}) \quad (4.9)$$

Ce que l'on résume par la relation suivante :

$$|P_{Sto\ i}(t)| \leq P_{StoMax} = \alpha_D \cdot (P_{Max} - P_{Min}) \quad (4.10)$$

Constante de temps de stockage

On définit donc une *constante de temps* du stockage, qui est égale au temps pour faire une charge ou une décharge complète (de E_{MinD} à E_{MaxD} ou inversement) sous la puissance maximale $\alpha_D \cdot (P_{Max} - P_{Min})$. Elle se définit donc par le ratio entre la variation d'énergie utilisable par la puissance maximale dans le stockage :

$$\tau_D = \frac{\Delta E}{P_{StoMax}} = \frac{E_{MaxD} - E_{MinD}}{\alpha_D \cdot (P_{Max} - P_{Min})} \quad (4.11)$$

Si l'utilisation du système de stockage dépend effectivement des trois paramètres α_D , E_{MaxD} et E_{MinD} , il est aisé de vérifier que le résultat sur la puissance de sortie $P_{Unit i}$ ne dépend que du couple α_D et τ_D . En effet, l'utilisation d'une même quantité d'énergie sur une plage de variation d'état d'énergie différente n'affecte pas le résultat. Cela peut cependant impacter les pertes ou la durée de vie du système de stockage.

Il est ainsi possible de comparer le comportement de différentes gestions en n'observant uniquement les deux paramètres α_D et τ_D , sans avoir besoin d'un dimensionnement particulier. La figure 4.8 montre ainsi comment deux couples α_D et τ_D différents peuvent donner, sur un même profil de production, un même respect des contraintes de flicker. Globalement, plus α_D est grand, plus le stockage est sollicité en puissance, plus τ_D est grand, plus le stockage est sollicité en énergie.

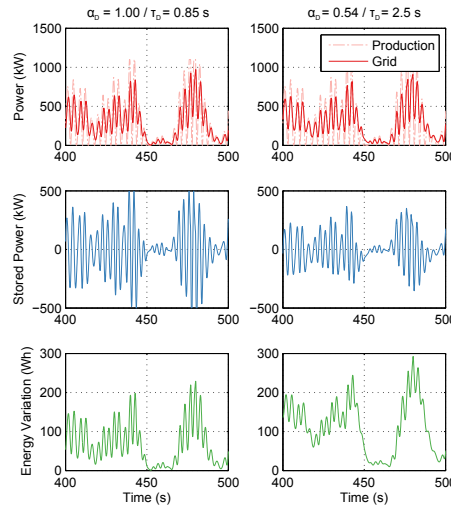


FIGURE 4.8 – Lissage de production houlogénérée suivant deux couples de paramètres (α_D, τ_D) de la loi de gestion : profils de puissance et d'énergie stockée à l'échelle d'une unité de production avec la même contrainte de flicker au point de raccordement (état de mer $H_s = 2.5$ m, $T_p = 8$ s, puissance moyenne = 190 kW)

Fonction de transfert du filtre équivalent

Avec cette loi de gestion, l'équation différentielle correspondant à l'équilibre des puissances (4.2) se réécrit alors ainsi :

$$\frac{d(E_{Sto i} - E_{MinD})}{dt} + \frac{E_{Sto i} - E_{MinD}}{\tau_D} = \alpha_D \cdot (P_{Prod i} - P_{Min}) \quad (4.12)$$

4.3 Gestion du stockage sous contrainte de flicker

Afin de simplifier l'étude de cette équation, nous allons poser les variables suivantes, correspondant aux fluctuations d'énergie et de puissance comptées à partir de seuils minimum :

$$\tilde{E}_{Sto\ i} = E_{Sto\ i} - E_{Min} \quad (4.13)$$

$$\tilde{P}_{Prod\ i} = P_{Prod\ i} - P_{Min} \quad (4.14)$$

$$\tilde{P}_{Unit\ i} = P_{Unit\ i} - P_{Min} \quad (4.15)$$

On obtient alors le système d'équations suivant, résumant la dynamique des flux d'énergie dans le système de production lissée :

$$\alpha_D \cdot \tilde{P}_{Prod\ i} = \frac{d\tilde{E}_{Sto\ i}}{dt} + \frac{\tilde{E}_{Sto\ i}}{\tau_D} \quad (4.16)$$

$$\tilde{P}_{Unit\ i} = \tilde{P}_{Prod\ i} - \frac{d\tilde{E}_{Sto\ i}}{dt} \quad (4.17)$$

Afin d'approfondir l'étude des dynamiques, nous réécrivons les équations (4.16) et (4.17) dans l'espace de Laplace (avec la variable de Laplace notée s) :

$$\alpha_D \cdot \tau_D \cdot \tilde{P}_{Prod\ i}(s) = (\tau_D \cdot s + 1) \cdot \tilde{E}_{Sto\ i}(s) \quad (4.18)$$

$$\tilde{P}_{Unit\ i} = \tilde{P}_{Prod\ i} - s \cdot \tilde{E}_{Sto\ i}(s) \quad (4.19)$$

Ainsi, la puissance en sortie d'unité s'écrit, dans le domaine de Laplace, comme la somme de deux termes : une partie de la puissance transite sans aucun effet du stockage tandis que l'autre subit un lissage :

$$\frac{\tilde{P}_{Unit\ i}(s)}{\tilde{P}_{Prod\ i}(s)} = (1 - \alpha_D) + \frac{\alpha_D}{1 + \tau_D \cdot s} \quad (4.20)$$

$$= \frac{1 + (1 - \alpha_D) \cdot \tau_D \cdot s}{1 + \tau_D \cdot s} \quad (4.21)$$

Au final, la fonction de transfert entre la puissance en sortie de l'unité et la puissance directement houlogénérée est une fonction de transfert passe-bas du premier ordre. Attention toutefois au fait que la loi de gestion est plus riche que ne le laisse penser la seule fonction de transfert. En effet, celle-ci est une conséquence de la loi de gestion, et la mise en place de la même fonction de transfert par un autre moyen n'assurerait pas les propriétés de limitation de l'énergie et de la puissance décrites plus haut (problème de conditions initiales du filtre par exemple intrinsèquement résolu dans la loi de gestion).

En suivant exactement le même raisonnement pour la gestion centralisée, on obtient le résultat suivant dans l'espace de Laplace :

$$\frac{\tilde{P}_{Farm}(s)}{\sum \tilde{P}_{Prod\ i}(s)} = (1 - \alpha_C) + \frac{\alpha_C}{1 + \tau_C \cdot s} \quad (4.22)$$

$$= \frac{1 + (1 - \alpha_C) \cdot \tau_C \cdot s}{1 + \tau_C \cdot s} \quad (4.23)$$

Donc la puissance injectée au réseau par la ferme devient la production de l'ensemble des productions filtrée par un passe-bas d'ordre 1.

Dans les deux cas, l'un des avantages de cette gestion est ainsi d'assurer un comportement linéaire entre l'entrée et la sortie. Ceci permet une très bonne maîtrise du comportement du système, mais aussi une résolution rapide des équations dynamiques pour l'étape d'optimisation du dimensionnement, étape qui nécessite toujours beaucoup de résolutions successives lorsqu'elle est couplée à celle de la gestion. On utilise ainsi la fonction *filter()* de Matlab pour simuler l'action du stockage sur les productions. De ces résultats sur la puissance filtrée, on déduit l'état d'énergie du système de stockage.

4.3.3 Contrainte et fonction objectif de la loi de gestion

Respect de la contrainte flicker

Nous proposons maintenant de décrire comment nous avons optimisé les trois paramètres de la loi de gestion (α_X , E_{MaxX} et E_{MinX}) sous la même contrainte de qualité de tension (flicker) tout en minimisant la vitesse de vieillissement du système de stockage. La méthode est la même qu'il s'agisse d'une gestion centralisée ou décentralisée.

Comme nous l'avons vu précédemment, la description de l'effet du stockage sur la puissance injectée au réseau est entièrement décrite par le couple de paramètres (α_D ; τ_D) dans le cas de la gestion décentralisée et (α_C ; τ_C) pour la gestion centralisée. La description de l'état d'énergie du stockage, elle, nécessite bien les trois paramètres décrits précédemment.

Ainsi que nous en avons donné un aperçu dans la section précédente (figure 4.8), une infinité de couples (α_X ; τ_X) permettent le respect du critère de flicker pour un profil de production donné. Nous allons donc disposer de degrés de liberté supplémentaires pour effectuer leurs optimisations.

Pour chaque état de mer, une série de couples de paramètres (α, τ) est déterminée en balayant α_X de 0 à 1 et en cherchant τ_X qui correspond à un niveau de flicker égal à la contrainte. Nous obtenons ainsi un espace de paramètres $\Omega \subset \mathbb{R}^2$ avec la propriété suivante :

$$\forall (\alpha_X, \tau_X) \in \Omega \quad P_{lt}(\alpha_X, \tau_X) = 0.25 \quad (4.24)$$

Ainsi, nous avons calculé 500 couples de paramètres appartenant à Ω et donc correspondant à un respect strict de la contrainte de flicker, grâce à la fonction *fminbnd()* de Matlab appliquée à la fonction $|P_{lt} - 0.25|$.

Notons qu'il est bien sûr possible de filtrer de façon plus importante la production et donc de respecter avec plus de marge la contrainte de flicker. Nous n'avons pas traité ce cas considérant que cela ferait occasionner plus de pertes et de vieillissement alors que le coût sur cycle de l'adjonction du stockage doit être réduit au maximum. Un cadre réglementaire différent, qui inciterait par exemple à un lissage systématique de la production ou qui découragerait les niveaux de fluctuations de tension, aujourd'hui acceptables, remettrait bien sûr en cause ce choix.

Minimisation de la vitesse de vieillissement

Nous venons de voir qu'une infinité de paramètres de la loi de gestion permettaient de respecter la contrainte de flicker. Nous avons donc choisi d'utiliser les degrés de liberté restant (c'est-à-dire le choix des paramètres de gestion parmi ceux respectant le flicker) pour minimiser le coût sur cycle du système de stockage, ce qui consiste à réduire au maximum sa vitesse de vieillissement moyenne. En effet, comme nous avons déjà pu l'expliquer (en particulier dans la section 1.2), la durée de vie de ces éléments est critique. Les analyses en dimensionnement (en section 4.4) confirmeront l'importance de cette variable dans le choix et le coût sur cycle de vie.

À cela s'ajoutent bien sûr les contraintes techniques évidentes liées à la capacité énergétique du stockage sur E_{MinX} et E_{MaxX} : E_{MinX} doit être positive et E_{MaxX} doit être inférieure à la capacité énergétique nominale E_{Rated} .

On cherche donc finalement à résoudre le problème suivant :

$$\min_{(\alpha_X, E_{MinX}, E_{MaxX})} \frac{dSoA}{dt} \quad (4.25)$$

$$\text{Avec } (\alpha_X, \tau_X) \in \Omega \quad (4.26)$$

$$E_{MinX} \geq 0 \quad (4.27)$$

$$E_{MaxX} \leq E_{Rated} \quad (4.28)$$

La vitesse de vieillissement considérée correspond aux modèles de vieillissement développés précédemment et explicités dans la section 3.3.1 pour les supercondensateurs et dans la section 3.3.2 pour les batteries électrochimiques Li-ion de puissance. La relation entre modélisation électrothermique, modèle de vieillissement et gestion de l'énergie est illustrée par la figure 4.9. La résolution de ce problème de minimisation a été effectuée avec la fonction *fminsearch()* de Matlab (utilisant l'algorithme du simplexe), avec un paramètre décrivant la position dans l'espace Ω et un second décrivant le positionnement de la plage énergétique utilisée (E_{MinX}).

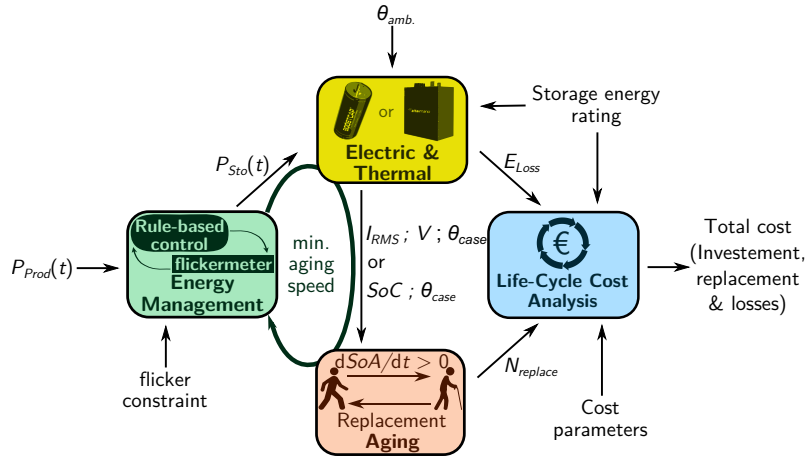


FIGURE 4.9 – Évaluation du coût sur cycle de vie appliqué au dimensionnement de la capacité énergétique d'un système de stockage avec paramètres de la loi de gestion optimisée pour la minimisation de la vitesse de vieillissement sous contrainte de flicker (mise en évidence des modèles électrique, thermique et de vieillissement).

Avant l'application de ces lois de gestion pour le dimensionnement du système de stockage, nous allons profiter du découplage offert par notre loi de gestion pour comparer la gestion centralisée et la gestion décentralisée sans se soucier, pour l'instant, du dimensionnement.

4.3.4 Comparaison entre gestion centralisée et décentralisée

À ce stade, il est en effet possible de comparer les deux architectures de gestion : centralisée et décentralisée. En effet, une bonne approche pour minimiser le vieillissement consiste à minimiser la valeur efficace de la puissance dans le système de stockage, ce qui permet de découpler partiellement l'optimisation des paramètres de gestion et le dimensionnement, et donc

d'étudier la gestion sans prise en compte d'un dimensionnement spécifique, le comportement du filtre équivalent ne dépendant que des paramètres α_X et τ_X .

Nous allons ainsi, toutes choses étant égales par ailleurs, comparer les deux architectures de gestion avec la même contrainte de flicker sur la puissance injectée par la ferme et la même fonction objectif (minimiser la valeur efficace de la puissance dans le stockage). Cela permet de déterminer un couple *optimal* α_X et τ_X pour chaque architecture de gestion.

Les différences entre ces deux architectures de gestion sont illustrées par les profils temporels, présentés sur la figure 4.10. L'état de mer considéré correspond toujours à $H_s = 2.5$ m et $T_p = 8$ s, la ferme comportant 19 unités de production. On constate alors que la puissance et les variations d'énergie sont bien plus faibles avec une gestion centralisée. Ainsi, un stockage bien moins important semble suffisant pour respecter la contrainte réseau dans ce cas.

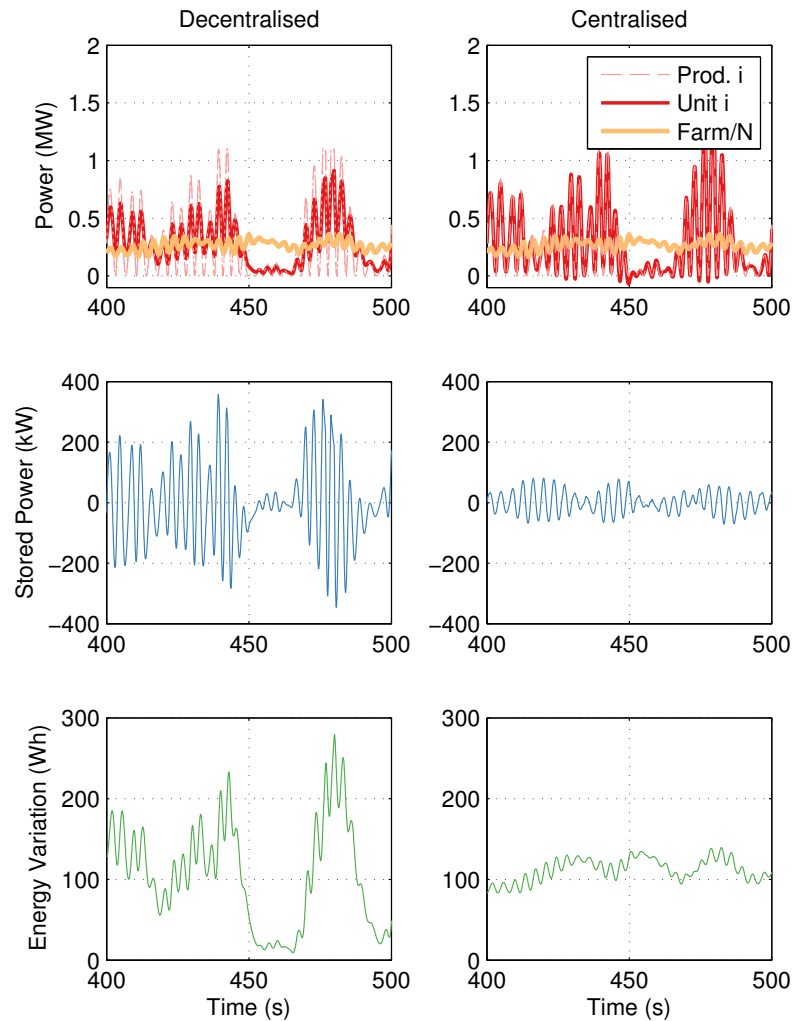


FIGURE 4.10 – Lissage de production houlogénérée : profils de puissance et d'énergie stockée à l'échelle d'une unité de production (et de la ferme, pour la puissance produite), comparaison entre les gestions décentralisée et centralisée, avec la même la contrainte de flicker au point de raccordement

On remarquera néanmoins que l'amplitude des fluctuations de la puissance sortante de l'unité est plus élevée avec la gestion centralisée qu'avec celle décentralisée. En effet, la gestion centralisée a uniquement pour but de lisser la puissance totale de la ferme, sans se soucier de la qualité de la production de chaque unité, alors que la gestion décentralisée atteint ce but en passant par un lissage systématique de la production de chaque unité.

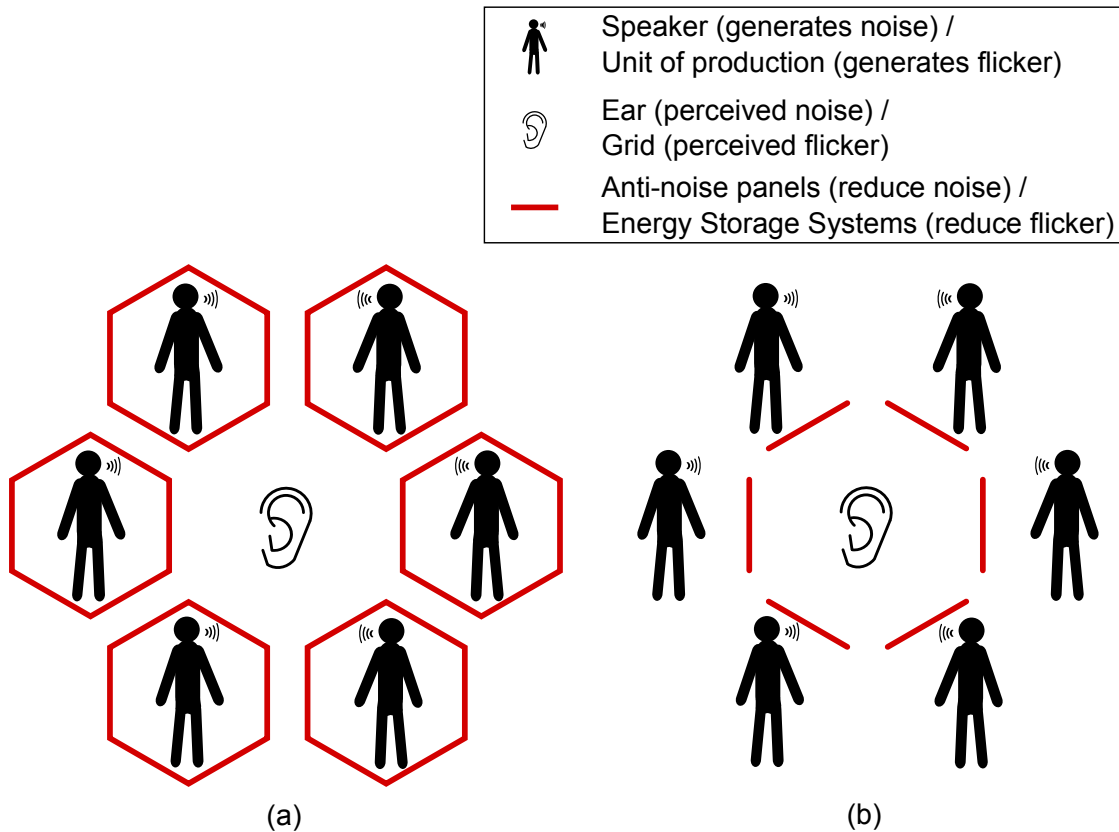


FIGURE 4.11 – Analogie avec un bruit acoustique : une foule d'orateurs entoure un auditeur et des panneaux antibruit sont installés afin de limiter le bruit perçu par l'auditeur. Le cas (a) correspond à une gestion décentralisée du lissage, chaque pollueur étant entouré de panneaux antibruit. Le cas (b) correspond à une gestion centralisée avec une action des panneaux antibruit dans la seule direction de l'auditeur.

Nous allons essayer d'expliquer ces résultats par une analogie, illustrée par la figure 4.11 : un auditeur est encerclé de différents orateurs, comme dans une foule, c'est-à-dire sans corrélation, comme autant de sources de bruit. Les orateurs représentent ainsi des sources de bruit acoustique, soit une pollution auditive, comme les houlogénérateurs sont des sources de pollution en flicker. L'auditeur représente alors le réseau, percevant la pollution, avec un seuil acceptable à ne pas dépasser.

Afin de protéger l'auditeur, nous voulons donc installer différents panneaux antibruit. De la même manière, pour assurer la contrainte de flicker, nous allons utiliser des systèmes de stockage d'énergie afin d'atténuer le *bruit* émis par la ferme de houlogénérateurs.

On peut alors choisir d'entourer chaque orateur par des panneaux, comme dans le cas (a). Ainsi, la source de pollution étant atténuée pour chaque unité, la perception de la pollution est aussi atténuée. Il s'agit d'une analogie du contrôle décentralisé.

À l'inverse, on peut aussi choisir d'entourer l'auditeur de panneaux antipollution (cas (b)). Ainsi, la perception est toujours atténuée pour l'auditeur, mais la pollution émise par chaque orateur n'est pas véritablement réduite. Dans le cas (b), on constate assez aisément que la surface de panneaux nécessaires sera sans doute bien réduite, au même titre que la capacité énergétique de stockage nécessaire qui semblait bien moindre avec un contrôle centralisé. Et il est vrai, que les fluctuations de puissance autour de chaque unité sont bien moins réduites en gestion centralisée.

4.4 Dimensionnement sur cycle de vie du système de stockage

4.4.1 Prise en compte des incertitudes des modèles de vieillissement : nombre de remplacements stochastique

Afin de prévoir le coût sur cycle de vie du système, nous devons prendre en compte le nombre de remplacements éventuels nécessaires pendant la durée d'usage des houlogénérateurs, considérée ici égale à 20 ans. Mais nous estimons que les modèles de vieillissement sont inévitablement entachés d'incertitudes et ne peuvent pas permettre une prédiction exacte du nombre de remplacements. C'est pourquoi nous allons considérer ces incertitudes à la fois sur le modèle de vieillissement et sur les conditions environnantes qui ont une incidence sur la vitesse de vieillissement, comme la température ambiante.

Il est fréquent, lorsque l'on compare des expériences de vieillissement à un modèle, d'avoir des erreurs d'un facteur 2 ou plus (dans un sens comme dans l'autre). C'est pour cela que nous allons considérer, de façon probabiliste, dans la suite de ce mémoire, l'espérance du nombre de remplacements $E(N_{replace})$ avec un facteur multiplicatif e^x qui suit une loi log-normale (parfois appelée loi de Galton, souvent utilisée dans le cadre de la fiabilité [147]) :

$$E(N_{replace}) = \int_{-\infty}^{+\infty} \phi(x) \left[\int_0^{\Delta t} e^x \frac{dSoA}{dt} dt \right] dx \quad (4.29)$$

où $\lfloor x \rfloor$, est la fonction partie entière par défaut (*floor function*), c'est-à-dire le plus grand entier plus petit ou égal à x , $\phi(x)$ est une densité de probabilité gaussienne centrée sur 0 (on considère qu'il y a autant de chance de sous-estimer que de sur-estimer la durée de vie) et d'écart type $\sigma = \ln(2)$, correspondant donc à un facteur d'erreur typique d'une valeur de 2 (la durée de vie prédite est typiquement deux fois plus grande ou plus petite que la valeur constatée).

La figure 4.12 montre le nombre de remplacements (valeur médiane et incertitude) en fonction de la durée de vie prédite d'un système quelconque dont le vieillissement est probabiliste avec une variance σ . Les différentes zones ($\pm\sigma$, $\pm2\sigma$, $\pm3\sigma$) représentent la probabilité d'avoir un certain nombre de remplacements. Pour des durées de vie prédite de 20, 40 et 60 ans, la probabilité d'avoir différents nombres de remplacements est donnée dans les encarts en haut. Ces résultats sont simplement obtenus grâce à la discrétisation sur 2000 valeurs (équi-réparties sur une fourchette de $\pm4\sigma$) de la loi présentée par l'équation (4.29). Cette figure, générique, ne dépend pas des modèles de vieillissement, mais seulement de la distribution choisie (ici loi log-normale) pour représenter les incertitudes de vieillissement.

Cette vision probabiliste se rapproche de celles utilisées dans les domaines de la fiabilité ou de l'analyse de la prise de risque. À notre connaissance, cette prise en compte de l'incertitude des modèles de vieillissement dans une démarche de dimensionnement est une approche originale permettant de quantifier, et donc réduire, les prises de risque lors du dimensionnement d'un maillon faible (ici le système de stockage d'énergie) au sein d'un système global.

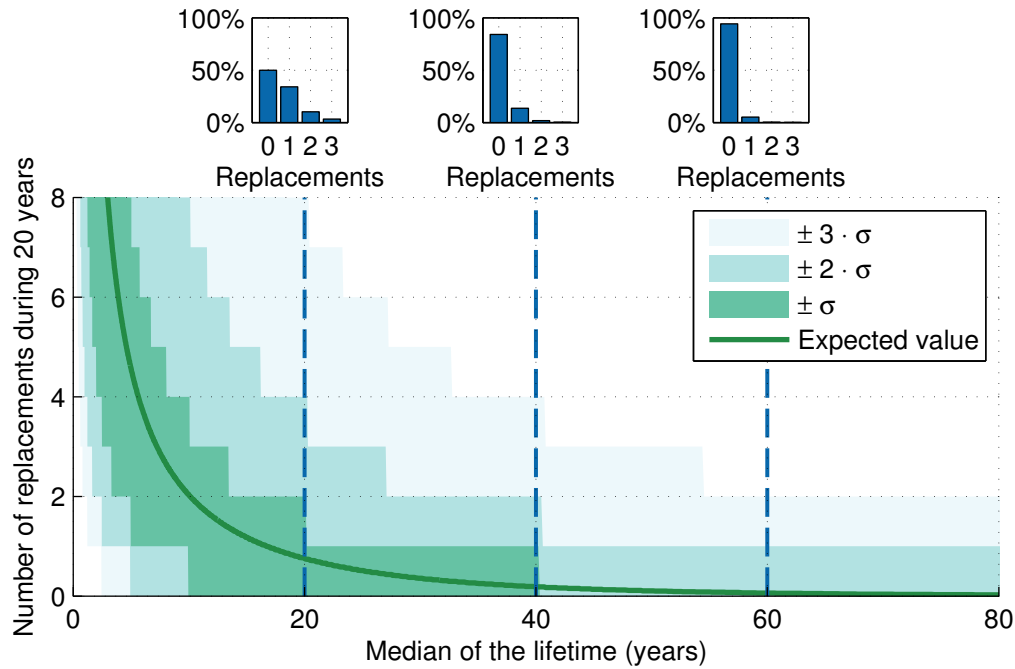


FIGURE 4.12 – Espérance du nombre de remplacements stochastique lié à l’usure d’un dispositif quelconque : probabilités du nombre de remplacements sur une durée d’usage de 20 ans en fonction de la durée de vie prédite (20, 40 ou 60 ans)

4.4.2 Détermination du coût sur cycle de vie

In fine, le but du dimensionnement d’un système de stockage va être de minimiser l’espérance de son coût sur cycle de vie $E(C_{life})$. Le dimensionnement se fera sur la base d’un état de mer hypothétiquement dimensionnant qui correspond à une hauteur significative $H_s = 2.5$ m et une période pic $T_p = 8$ s. Il est supposé avoir une durée cumulée de fonctionnement de 13 ans sur les 20 ans de fonctionnement du système. Durant les 7 autres années, il est supposé que les fluctuations de production sont trop faibles pour nécessiter l’utilisation du système de lissage. Dans ce cadre-là, le houlogénérateur injecte la même quantité d’énergie sur sa durée de vie qu’avec une installation sur le site de l’île d’Yeu.

Ce coût prend en compte :

- les pertes énergétiques (énergie non produite), sur la base d’un tarif de rachat de l’électricité houlogénérée de $c_{Feed-in} = 0.15$ €/kWh (tarif officiel français) ;
- le coût d’investissement des supercondensateurs ou des batteries électrochimiques Li-ion avec respectivement un coût $c_{Energy} = 15$ k€/kWh ou 300 €/kWh ;
- le coût de remplacement, en se limitant au coût du nouvel investissement.

Les données précédentes des coûts, notamment d’investissement sont à considérer avec prudence et ont été fournies à titre d’illustration. Celles d’investissement ont été obtenues après analyse des prix de gros de supercondensateurs et, pour les batteries Li-ion de puissance, du prix d’une technologie particulière (Lithium-Fer-Phosphate), en l’absence de données précises sur la technologie étudiée (AltairNano, étudié en 3.3.2).

On pourra aussi remarquer que ce modèle ne prend en compte ni le coût des interventions de remplacements ni celui associé aux pertes de production pendant la période de défaillance, qui peuvent pourtant être importants pour un système offshore. Ceci est lié à un manque de données

fiables sur ces points, mais ce manque pourra être partiellement comblé a posteriori par la faible probabilité d'être confronté à une défaillance avec le dimensionnement choisi (voir les résultats des sections 4.4.3 et 4.4.4).

Le convertisseur statique de puissance éventuellement nécessaire à l'utilisation n'a pas non plus été considéré dans les coûts (ni par son coût d'investissement ni par les pertes induites).

Dans ces conditions, l'espérance du coût du système de stockage sur cycle de vie est donnée par la formule suivante :

$$E(C_{life}) = c_{Energy} E_{Rated} + c_{Energy} E(N_{replace}) E_{Rated} + c_{Feed-in} \overline{P_{loss}} \Delta t \quad (4.30)$$

où E_{Rated} est l'énergie nominale du système de stockage, Δt est la durée de fonctionnement de référence du système complet, ici égale à 20 ans, $E(N_{replace})$ est l'espérance du nombre de remplacements défini dans la section 4.4.1, et $\overline{P_{loss}}$ est la valeur moyenne des pertes dans le système de stockage. La figure 4.9 résume cette évaluation du coût sur cycle de vie. Nous rappelons que chacune des 19 unités de production de la ferme possède un système de stockage individuel embarqué.

La méthodologie de dimensionnement est la suivante : on fait évoluer la capacité énergétique nominale du stockage, on optimise les paramètres de sa gestion à la fois pour répondre à la contrainte de flicker et pour minimiser la vitesse de vieillissement, comme expliqué dans la section 4.3, enfin, on évalue les pertes et la vitesse de vieillissement et les coûts associés. On dispose alors de tous les éléments pour calculer le coût sur cycle de vie en fonction de la taille du stockage.

Cela permet finalement deux comparaisons de coûts : sur les technologies de stockage à supercondensateurs Maxwell et à batteries électrochimiques lithium-ion de puissance et sur les architectures centralisée ou décentralisée de gestion. Les résultats de ces comparaisons sont donnés dans les deux sections suivantes.

4.4.3 Comparaison des coûts sur cycle de vie entre supercondensateurs et batteries lithium-ion de puissance

Les résultats de calcul de l'espérance du coût sur cycle de vie, pour les deux technologies de stockage étudiées, en fonction de la capacité énergétique nominale sont résumés sur la figure 4.13 dans un contexte de contrôle décentralisé et bien sûr optimisé, respectant notamment la contrainte de flicker en minimisant la vitesse de vieillissement du système de stockage.

On note que l'optimum économique pour les supercondensateurs résulte avant tout d'un compromis entre investissement et remplacement. En effet, on note que la prise en compte des pertes impacte peu le choix de la capacité de stockage optimale (en abscisse). De même, pour les batteries électrochimiques Li-ion de puissance, cet optimum résulte plutôt d'un compromis entre pertes et investissement. On peut également remarquer que l'optimum dans le cas de la technologie lithium-ion est atteint pour une capacité énergétique élevée (30 fois plus élevées qu'avec les supercondensateurs). Les micro-cycles dans la batterie deviennent alors tellement faibles que le vieillissement calendaire devient prépondérant.

La table 4.3 détaille les résultats des deux solutions optimales. Bien que l'énergie nominale du stockage soit différente, le coût sur cycle ainsi que le poids des deux solutions sont similaires. La solution à base de supercondensateurs semble malgré tout légèrement moins chère mais les incertitudes sur les paramètres de coût nous empêchent de conclure précisément.

Cette même table liste, parmi d'autres données, le rendement sur cycle [148] sur l'état de mer considéré, la probabilité qu'aucun remplacement ne soit nécessaire pendant la durée de fonctionnement du système ($p(N_{replace} = 0)$) ou inversement la probabilité qu'il soit nécessaire de le remplacer une ou deux fois ($p(N_{replace} = 1)$ et $p(N_{replace} = 2)$).

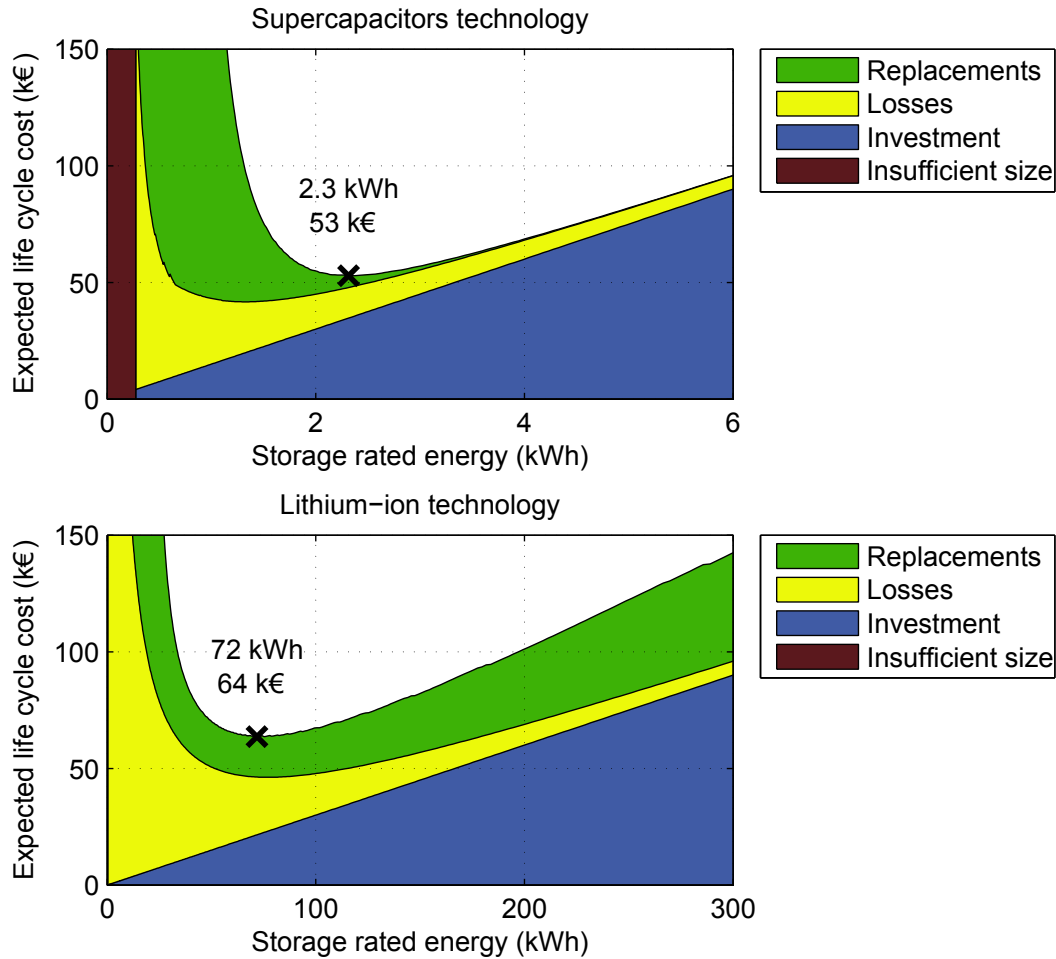


FIGURE 4.13 – Résultats de calcul du minimum de l’espérance du coût sur cycle de vie en fonction de la capacité énergétique (technologies supercondensateurs et lithium-ion de puissance) avec une gestion décentralisée et optimisée à une température ambiante de 25 °C.

En plus de ces informations, on peut noter que la portion d’énergie utilisée ($E_{Max} - E_{Min}$) est quasiment la même dans les deux cas (0.25 kWh), ce qui est très faible comparativement à la taille nominale du stockage. Ainsi, on vérifie que l’état d’énergie (*State-of-Energy*) est quasi-constant durant l’utilisation. Cela permet de justifier partiellement le modèle électrique simple présenté dans les section 3.3.1 et 3.3.2 dans lequel nous n’avions pas considéré la dépendance du modèle à l’état de charge de caractéristiques comme la résistance interne.

Pour terminer cette comparaison, nous proposons une étude de sensibilité à la température ambiante et au coût spécifique d’investissement des deux technologies.

Tout d’abord, la vitesse de vieillissement ayant une grande importance sur le coût et la température étant très influente sur cette vitesse, on observe que la température ambiante joue un rôle important sur le coût sur cycle de vie (cf. figure 4.14) qui augmente significativement avec la température. Pourtant, la valeur de la capacité énergétique optimale pour les batteries électrochimiques change peu avec cette température, car cette valeur résulte surtout d’un compromis entre le coût des pertes et le coût de l’investissement, aucun des deux ne dépendant du vieillissement. Quant aux supercondensateurs, l’abscisse de l’optimum est beaucoup plus sensible à la

4 Optimisation de la gestion et du dimensionnement sur cycle de vie

TABLE 4.3 – Comparaison des deux optimums (température ambiante : 25 °C)

	Supercapacités	Batteries Li-ion
E_{rated}	2.3 kWh	75 kWh
$E(C_{life})$	53 k€	64 k€
P_{rated}	1.7 MW	0.75 MW
Poids	1000 kg	1400 kg
Volume	2.2 m ³	0.70 m ³
Rendement sur cycle	98 %	96 %
Durée de vie espérée $M(T_{life\ ESS})$	44 years	20 years
$Probabilite(N_{replace} = 0)$	87 %	49 %
$Probabilite(N_{replace} = 1)$	11 %	35 %
$Probabilite(N_{replace} = 2)$	1.3 %	11 %

température : en effet, la capacité énergétique optimale augmente significativement avec la température. L'optimum résultant surtout d'un compromis entre le coût de l'investissement et le coût des remplacements, il est donc très sensible au vieillissement, et donc à la température.

Si l'on considère maintenant l'influence du coût spécifique d'investissement (fourchette de 10 à 20 k€/kWh pour les supercondensateurs et 200 à 400 €/kWh pour les batteries lithium-ion de puissance), le coût total augmente naturellement avec lui et pour les mêmes raisons que précédemment, la taille optimale (abscisse) des supercondensateurs dépend peu du prix du stockage, tandis que l'optimum pour les batteries Li-ion y est beaucoup plus sensible.

4.4.4 Comparaison des gestions centralisée et décentralisée

Sur la même base que précédemment, nous présentons ici les résultats de l'optimisation sur cycle de vie du dimensionnement du système de stockage sur la base de la seule technologie supercondensateurs en comparant les deux architectures, centralisée et décentralisée, de la gestion, elle-même optimisée.

Pour les deux cas de gestion, le minimum du coût sur cycle de vie et la structure de ce coût est présenté en fonction de la capacité énergétique nominale (pour une seule unité) sur la figure 4.15. La table 4.3 permet, quant à elle, de fournir des précisions concernant les solutions optimales.

Nous observons que l'optimum de la capacité optimale de stockage pour la gestion centralisée résulte avant tout d'un compromis entre investissement et remplacements, comme c'était déjà le cas avec la première étude en gestion décentralisée présentée dans la section précédente. Le rapport entre les coûts sur cycle de vie en gestion décentralisée et centralisée est très élevé (3.8), proche de la valeur attendue qui est \sqrt{N} (4.4), correspondant au gain dû à l'effet de foisonnement, comme montré en section 3.2.3.

Comme dans la précédente table de comparaison, on retrouve dans la table 4.4 le rendement sur cycle [148] sur l'état de mer considéré et les différentes probabilités de remplacement pendant la durée de fonctionnement du système.

On peut remarquer, en observant la table 4.3, que les deux solutions ont un rendement sur cycle et une durée de vie similaires, le contexte étant très proche, il est assez logique que les compromis entre les coûts des pertes énergétiques, le coût d'investissement et le coût de remplacement changent peu, comme dans une mise à l'échelle. On remarque également que la four-

4.4 Dimensionnement sur cycle de vie du système de stockage

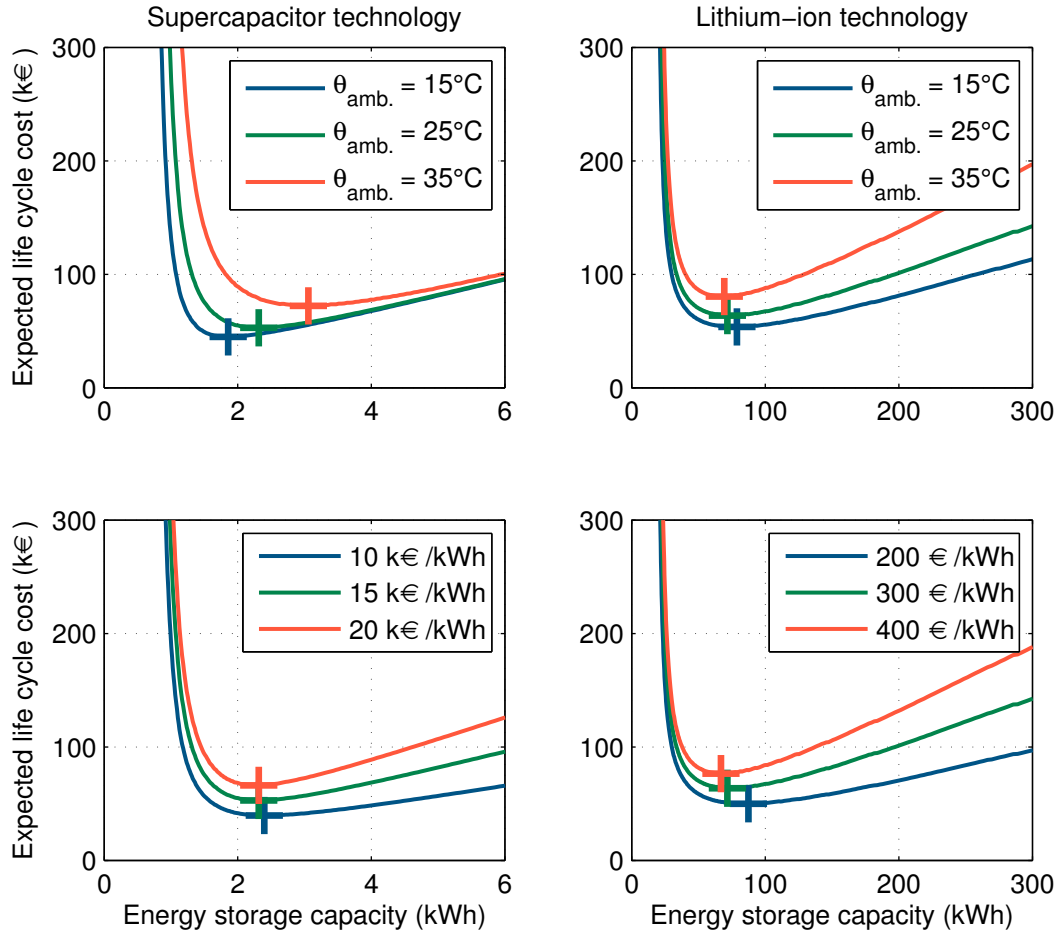


FIGURE 4.14 – Dépendance du coût sur cycle de vie à la température ambiante et au prix spécifique d'investissement des deux technologies comparées de stockage d'énergie

chette de la tension utilisée pour les supercondensateurs est relativement faible pour les deux modes (de 1.93 à 2.23 V pour le contrôle centralisé et de 1.75 à 1.83 V pour le contrôle décentralisé) comparée à la tension nominale de cette technologie de supercondensateurs (2.7 V). Cette décision provient de la gestion qui cherche, par les choix sur les paramètres (en particulier E_{MinX} et E_{MasX}), à minimiser la vitesse de vieillissement.

Clairement, les solutions optimales correspondent à des probabilités de remplacement assez faibles (autour de 10 %), ce qui réduit les effets des hypothèses concernant l'absence de prise en compte des coûts des interventions et des pertes de production durant les défaillances.

Enfin, il est possible de calculer une approximation de l'impact du système de stockage (pour le respect de la contrainte de flicker) sur le coût de l'énergie produite $E(I_{Energy})$, grâce à la formule suivante :

$$E(I_{Energy}) = \frac{E(C_{life})}{P_{Prod} \Delta t} \quad (4.31)$$

En centralisant le contrôle, on est ainsi passé d'un surcoût lié au système de stockage de 2.41 €/MWh à une valeur de 0.61 €/MWh. Ce qui pourrait rester tout à fait acceptable, notamment en la comparaison avec le prix d'achat réglementaire français de 150 €/MWh.

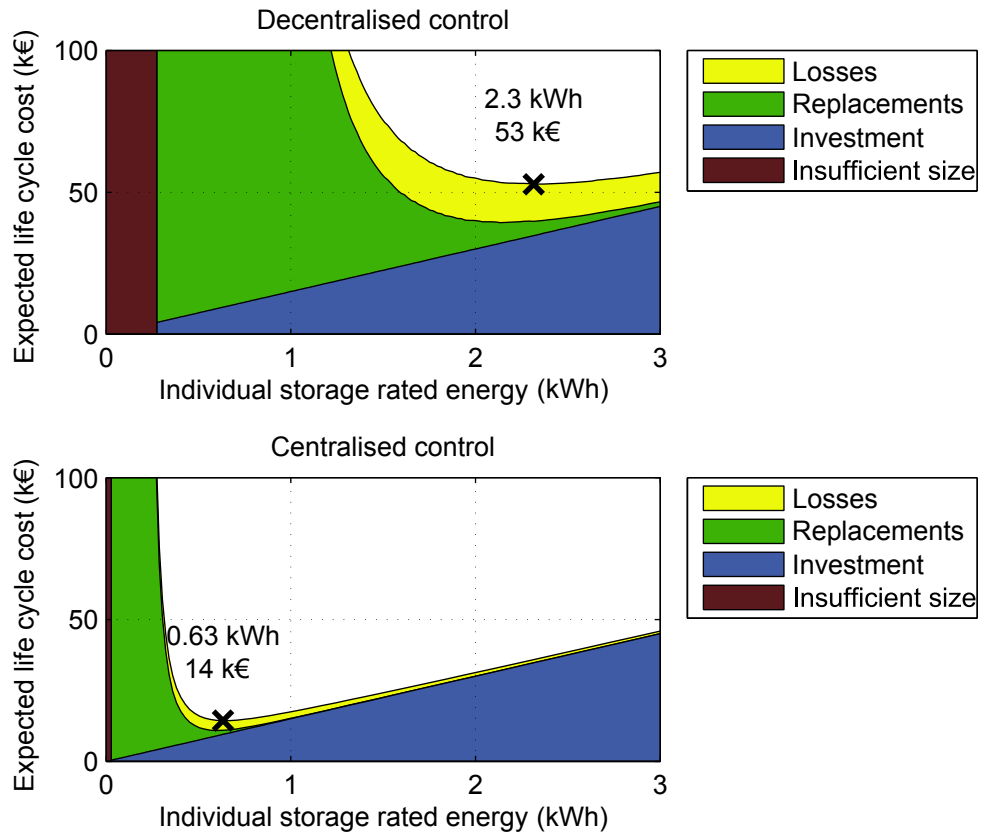


FIGURE 4.15 – Espérance du coût sur cycle de vie en fonction de la capacité énergétique nominale pour les architectures de gestion centralisée et décentralisée

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord étudié la question du dimensionnement en cyclage des semi-conducteurs de puissance du redresseur actif afin de respecter une contrainte de fiabilité, puis une gestion paramétrée des systèmes de stockage d'énergie d'une ferme afin de respecter une contrainte de qualité de l'énergie, le flicker dans notre cas. Enfin, en considérant le coût sur cycle de vie d'un système de stockage destiné au lissage au sein de chaque unité de houlogénération, nous avons proposé une optimisation de son dimensionnement.

L'optimisation du dimensionnement des semiconducteurs de puissance du convertisseur a été effectuée sur la base de deux paramètres : le calibre courant des modules et la résistance thermique du système de dissipation car le modèle de vieillissement en cyclage utilisé prend en compte à la fois la température maximale atteinte et l'amplitude des cycles thermiques. Un modèle multiphysique a été mis en place afin d'obtenir les courants dans les phases de la génératrice et dans les semiconducteurs à partir des mouvements de la houle. Grâce aux modèles présentés dans la section 3.4, il a été possible de déterminer les profils de températures de jonction des composants (diodes et IGBT) pour calculer, in fine, la fiabilité de l'ensemble des 6 modules du redresseur actif triphasé sur 20 ans.

Le surdimensionnement nécessaire des composants et/ou du dissipateur, pour résister à ce régime de fatigue en cyclage exceptionnel, semble assez raisonnable et ne devrait donc pas impacter le coût du convertisseur de manière importante. Néanmoins, dans ce contexte, il apparaît

TABLE 4.4 – Comparaisons des deux optimums (pour une seule unité, au sein d’une ferme de 19 unités) en fonction des gestions centralisée et décentralisée du stockage (température ambiante : 25°C)

	Décentralisée	Centralisée
E_{rated}	2.3 kWh	0.63 kWh
$E(C_{life})$	53 k€	14 k€
Poids	1000 kg	270 kg
Volume	2.2 m ³	0.60 m ³
Rendement sur cycle	98 %	98 %
Tension max des cellules	2.23 V	1.83 V
Tension min des cellules	1.93 V	1.75 V
Durée de vie prévue	48 ans	43 ans
$p(N_{replace} = 0)$	89 %	87 %
$p(N_{replace} = 1)$	9.3 %	11 %
$p(N_{replace} = 2)$	1.0 %	1.4 %

qu’il est impératif de prendre en compte le vieillissement des composants en cyclage thermique afin qu’ils ne soient pas un élément fragile de l’ensemble. Nous avons également constaté que l’utilisation particulière des modules (IGBT + diode) en mode redresseur MLI tend à faire vieillir les diodes beaucoup plus rapidement que les IGBT. Un dimensionnement adéquat de ces modules (puces de diodes plus grosses et/ou bonding renforcé par exemple) pourrait permettre de mieux équilibrer les contraintes.

méthodologie développée pour le dimensionnement en cyclage thermique n’a été utilisée que pour le convertisseur côté génératrice, car c’est celui subissant à la fois les fluctuations de puissance et l’annulation régulière de la vitesse. Mais les autres convertisseurs pourraient tout à fait être dimensionnés sur cette base, en particulier le hacheur (éventuel) contrôlant le stockage (éventuel). Si le système de stockage était placé directement sur un bus continu, ce que nous avons envisagé mais pas étudié, les inévitables variations de tension du bus pourraient alors avoir un impact supplémentaire sur le vieillissement en cyclage de l’ensemble des convertisseurs connectés au bus.

Au-delà du sujet de la houlogénération directe, nous pensons que cette méthodologie peut s’appliquer à bien d’autres applications soumises à des fluctuations de puissance importantes, telles que les STATCOM, la génération photovoltaïque et éolienne, ou encore la traction électrique. En effet, la quantification et la maîtrise de la fiabilité ont un intérêt au-delà de la production d’énergie offshore.

La seconde étude menée dans ce chapitre concerne le système de lissage de la puissance produite. La présence de systèmes de stockage pouvant en effet s’avérer nécessaire dans certains cas, à cause de la contrainte de flicker à respecter pour permettre l’insertion au réseau d’une ferme, nous avons proposé une co-optimisation d’une gestion paramétrée et du dimensionnement du système de stockage.

Une loi de gestion paramétrée, inspirée de la logique floue, a rendu possible une optimisation de la gestion afin, à la fois, de satisfaire la contrainte de flicker et de minimiser le vieillissement du système de stockage, cela afin de viser un coût minimal sur cycle de vie. Une gestion décentralisée (unité par unité) a été comparée à une gestion centralisée (les systèmes de stockage présents dans chaque unité sont contrôlés de façon centralisée).

Afin de prendre en compte les incertitudes sur la connaissance du vieillissement, le nombre de remplacements a été considéré comme une variable stochastique, puis son impact sur le coût sur cycle de vie a été pris en compte sur la base de l'espérance du coût sur cycle de vie.

Deux technologies de stockage (supercondensateurs et batteries électrochimiques lithium-ion de puissance) ont été comparées. Bien que possédant un coût sur cycle et une masse embarquée très similaire, les supercondensateurs semblent légèrement plus intéressants dans notre contexte.

Mais le levier le plus important de baisse des coûts s'est révélé résider dans la centralisation de la gestion des unités de stockage présente dans chaque houlogénérateur. En effet, les effets d'agrégation couplés à une coordination de la gestion (organisée grâce à des échanges d'informations sur les puissances et les états d'énergie entre unités et superviseur) peuvent mener à une réduction significative du besoin de stockage nécessaire et donc de son coût. Bien que démontrée ici sur un problème de qualité de l'énergie (flicker), cette méthode arriverait sans doute à des conclusions similaires pour d'autres applications du stockage sur le réseau (équilibre production-consommation et régulation de fréquence).

Contrairement au cas du dimensionnement en cyclage des semi-conducteurs du redresseur commandé dans lequel nous avons considéré l'ensemble des états de mer, les dimensionnements du système de stockage n'ont été faits que sur un unique état de mer, considéré comme dimensionnant. Un prolongement de ces travaux pourrait consister à vérifier le comportement du stockage avec un contrôle optimisé pour les différents états de mer. Cette démarche a juste commencé à être étudiée et présentée dans une conférence [55], mais elle n'est pas suffisamment aboutie pour conclure et pour être présentée dans cette thèse.

Comme pour le dimensionnement des composants semi-conducteurs, le surcoût sur cycle de vie du système de lissage est faible. Cette remarque a son importance afin de justifier la démarche globale qui a été la nôtre lors de ces études : le découplage de ces dimensionnement avec le dimensionnement de la chaîne électrique (ou le dimensionnement du houlogénérateur, voire même le dimensionnement de la ferme de houlogénérateurs). En effet, si les coûts liés au cyclage des semi-conducteurs ou au lissage de la production est assez faible, il n'est pas nécessaire d'avoir une prise en compte de ces éléments dans un dimensionnement global, mais prise en compte a posteriori.

Chapitre 5

Bilan, suites et perspectives

5.1 Bilan

Dans cette thèse de doctorat, nous avons apporté notre contribution scientifique à l'optimisation du dimensionnement et du fonctionnement de la chaîne électrique des houlogénérateurs directs afin de minimiser le coût de production du kilowatt-heure sur cycle de vie, tout en prenant en compte les contraintes environnantes, en particulier celles provenant du réseau. Précisons toutefois que la portée méthodologique de nos travaux dépassent le cadre de ce domaine d'application et peut s'appliquer à bien d'autres domaines du génie électrique. Enfin, cette thèse s'inscrit dans la suite d'autres travaux [13], [31], qui s'étaient intéressés au dimensionnement, sur les cycles complexes liés aux caractéristiques de la houle, de l'ensemble convertisseur-machine du houlogénérateur SEAREV.

Nos contributions à cette problématique se sont concentrées sur les points suivants :

- Dans le chapitre 1 : présentation actualisée du contexte de la houlogénération, et, plus particulièrement directe à chaîne électrique directe, problématiques scientifiques et technologiques et positionnement des travaux ;
- Dans le chapitre 2 : modélisation d'un houlogénérateur direct et proposition de différentes méthodes de contrôle de la récupération prenant en compte des limites et contraintes, inhabituellement considérées, de la chaîne électrique ;
- Dans le chapitre 3 : modélisations électriques spécifiques, quantification de la contrainte réseau de flicker et du vieillissement dans les systèmes de stockage d'énergie et dans les semiconducteurs de puissance soumis au cyclage thermique ;
- Dans le chapitre 4 : co-optimisation gestion-dimensionnement d'un système de lissage par stockage électrique respectant la contrainte de flicker et minimisant le surcoût de production sur cycle de vie.

Pour chacune des parties étudiées, nous allons synthétiser les apports à la communauté proposés.

Sur le contexte

La houlogénération a été présentée dans le chapitre 1 comme une technologie pouvant contribuer significativement au mix énergétique dans certains endroits du globe possédant une ressource intéressante à exploiter. Néanmoins, la maturité des différentes technologies n'a pas encore été atteinte. Pour cela, des efforts de réduction des coûts sur cycle de vie doivent encore être fournis afin de s'approcher de la parité réseau. L'une des pistes est l'amélioration de la conver-

sion d'énergie, qu'il s'agisse de l'efficacité de la récupération ou de la qualité de l'énergie fournie au réseau. L'autre est l'augmentation de la fiabilité des équipements, malgré un environnement sévère, notamment de fort cyclage, qui a tendance à diminuer les durées de vie des équipements et qui rend très coûteuses les interventions de maintenance.

La houlogénération directe à chaîne électrique directe a donc naturellement été proposée, pouvant s'inscrire dans cette démarche d'optimisation des coûts. En effet, cette famille technologique offre plusieurs leviers pour répondre à ces problématiques, de par le haut rendement de conversion, la simplicité et la fiabilité potentielle de sa chaîne de puissance, ainsi que la flexibilité offerte par son contrôle rapide et fin des efforts du récupérateur. Néanmoins, quelques verrous liés à cette technologie ont été identifiés, en particulier le coût important d'une génératrice électrique lente (linéaire ou rotative) ainsi que les fluctuations importantes de puissance dans toute la chaîne électrique, de la génératrice jusqu'au câble de connexion au réseau (lorsqu'il y a un système de stockage, celui-ci peut être vu naturellement comme un inconvénient en lui-même, de par un coût a priori non négligeable).

Des travaux ont été menés sur différents points clés, permettant de compléter le contexte scientifique et technique par rapport à l'état de l'art. Ces points clés concernent :

- l'optimisation du contrôle de la récupération d'énergie ;
- la conception de la génératrice électrique ;
- le vieillissement et la fiabilité des convertisseurs de puissance ;
- l'intégration au réseau ;
- le lissage de la production par système de stockage ;
- l'architecture et le dimensionnement des câbles d'une ferme.

Enfin, nous avons décrit la problématique globale (réduction du coût de production du kilowatt-heure houlogénéré) et le projet ANR QUALIPHE (programme PROGELEC) dans lequel s'est inscrite cette thèse, projet dont le but était d'étudier la qualité et l'intégration au réseau des houlogénérateurs directs à chaîne électrique directe.

Pour répondre à cette problématique de réduction de coût, nous avons dû élaborer quelques modélisations spécifiques qui ont fait l'objet de la suite du mémoire.

Contribution à l'optimisation de la récupération

Au début du chapitre 2, nous avons présenté une modélisation de la dynamique d'une bouée pilonnante, exemple d'un houlogénérateur direct à chaîne électrique directe, sur la base d'un bilan des efforts mécaniques. De là nous avons déduit une représentation dans l'espace d'état permettant une représentation énergétique originale fondée sur une observation fine de l'énergie mécanique contenue dans la bouée en fonction du temps.

Ensuite, deux types de contrôles ont été étudiés : tout d'abord, un contrôle masse-ressort-amortisseur (émulation d'une masse, d'un ressort et d'un amortisseur ajouté au système), contrôle paramétré optimisé basé sur le comportement pendulaire résonnant du houlogénérateur considéré (à rapprocher d'un pendule élastique). Ce contrôle, relativement simple à mettre en œuvre et à optimiser, permet à la fois d'accorder la fréquence de résonance, mais aussi la largeur de la bande de résonance pour mieux s'adapter à l'état de mer, excitation fondamentalement polychromatique.

Le second contrôle étudié est un contrôle prédictif (*Model Predictive Control*). La démarche originale proposée ici a consisté à prendre en compte, au sein du contrôle, les limitations correspondant à un ensemble machine-convertisseur réalistes (limitations en effort et en puissance), avec des pertes considérées comme quadratiques par rapport à la variable d'effort. Les premiers résultats de ce contrôle ont été encourageants, notamment par le gain que peut apporter la prise

en compte de l'énergie mécanique contenue dans la bouée. En effet, cette prise en compte de l'énergie mécanique permet d'obtenir une meilleure efficacité de la récupération avec un horizon de prédiction faible.

Néanmoins, il reste encore à inclure une observation et une prédiction (considérée parfaite dans cette thèse) de l'effort d'excitation pour rendre ce contrôle pleinement opérationnel, et pour pouvoir effectuer une comparaison réaliste à d'autres contrôles. Bien que le contrôle prédictif puisse offrir théoriquement une meilleure efficacité, la difficulté de sa mise en oeuvre pratique peut être un frein considérable à son développement, surtout lorsqu'on le compare à des contrôles ne nécessitant que peu d'observations et pas de prédiction.

L'étude de ces deux contrôles a permis de mettre en évidence l'importance de la prise en compte de la chaîne électrique dans la conception et l'optimisation d'un contrôle de la récupération, que ce soit la prise en compte des pertes énergétiques, ou des limitations de l'ensemble convertisseur-machine en terme d'effort et de puissance.

Grâce à la modélisation mise en place, on peut donc commencer à étudier l'interaction entre une ferme de houlogénérateurs et le réseau.

Contribution à l'insertion au réseau

Ainsi, au début du chapitre 3, la contrainte en flicker, qui limite les fluctuations de tension pour tout système connecté au réseau (consommateur ou producteur), a été décrite. Des outils méthodologiques ont été introduits pour faciliter les comparaisons. En effet, le flicker induit par trois technologies de houlogénérateurs (colonne d'eau oscillante, bouée pilonnante et SEAREV) avec un ou deux modes de contrôle a été étudié, de même que les effets de foisonnement à l'échelle d'une ferme.

Des propositions ont finalement été faites dans le but d'une meilleure intégration au réseau (respect de la contrainte de flicker) et donc sans risquer de devoir subir des déconnexions qui conduiraient à une perte de production. Parmi ces dernières, la mise en place d'un système de stockage sera étudiée dans la suite.

Contribution à la modélisation des mécanismes de vieillissement des semi-conducteurs de puissance, des supercondensateurs et des batteries électrochimiques Li-ion

Nous avons identifié comme les éléments critiques en termes de fiabilité, dans les houlogénérateurs directs, les semi-conducteurs de puissance et l'éventuel système de stockage d'énergie. Dans la seconde partie du chapitre 3, nous avons donc mis en place des modèles de vieillissement afin d'évaluer la fiabilité de ces composants, sur la base de données scientifiques publiées par le fabricant (cas des semi-conducteurs et des batteries lithium-ion) ainsi que des données expérimentales issues de tests de laboratoires (cas des supercondensateurs).

Ces modèles, dont la complexité doit être adaptée à l'approche système et à l'optimisation de dimensionnement sur cycle de vie envisagée, prennent en compte, dans le cas du stockage, les effets de cyclage ainsi que le vieillissement calendaire. Dans le cas des semi-conducteurs de puissance, nous avons fait appel aux modèles les plus avancés (ABB) et prenant en compte la fatigue des brasures et du bonding.

Ces modèles ont été spécialement élaborés pour permettre leur intégration à des outils d'optimisation du dimensionnement sur cycle de vie, en particulier en permettant le changement d'échelle (capacité énergétique de stockage ou calibre courant des puces dans le cas des semi-conducteurs de puissance).

Contribution au dimensionnement d'un convertisseur de puissance sur cycle de vie

Compte tenu des inévitables incertitudes sur le vieillissement, quelle que soit leur origine, il nous est apparu nécessaire de développer une approche probabiliste. Le chapitre 4 commence ainsi par le dimensionnement fiabiliste des semi-conducteurs de puissance du redresseur actif (le convertisseur le plus contraint), avec une réduction à seulement deux paramètres de dimensionnement : le calibre courant des composants et la résistance thermique du système de dissipation. Un modèle multiphysique a dû être mis en place afin de passer des sollicitations complexes de la houle aux températures de jonction des composants puis à la fiabilité de l'ensemble des semi-conducteurs constituant le convertisseur sur une durée de vie de référence de 20 ans.

Au terme de cette étude originale, nous avons montré que le surdimensionnement des puces nécessaire pour atteindre une fiabilité de 99 % semble assez raisonnable et ne devrait pas impacter significativement le coût du convertisseur. Néanmoins, dans ce contexte d'une puissance extrêmement fluctuante (effets qui peuvent d'ailleurs être encore plus importants avec d'autres contrôles de la récupération), il semble indispensable de prendre en compte le vieillissement des composants en cyclage thermique afin qu'ils ne deviennent pas la source majeure de vulnérabilité de l'ensemble.

Grâce à ces travaux, nous avons pu mener une co-optimisation gestion-dimensionnement sur cycle de vie du système de stockage, décrite dans la suite du chapitre 4.

Optimisation de la gestion d'un système de stockage pour le lissage de production

Dans la deuxième partie du chapitre 4, nous avons présenté une loi de gestion paramétrée pour le contrôle du système de stockage. Le paramétrage de cette loi, inspirée de la logique floue, nous a permis de réaliser une optimisation de la gestion, sous contrainte de flicker, afin de minimiser le vieillissement du système de stockage.

Jusqu'à maintenant, seule une gestion décentralisée avait été envisagée avec un contrôle au niveau de chaque unité de houlogénération, mais il nous a semblé intéressant d'évaluer l'intérêt d'une gestion centralisée de l'ensemble des systèmes de stockage répartis au sein des unités. La comparaison, sur un exemple d'une ferme de 19 unités, nous a permis de constater qu'un gain très important était possible à condition d'échanger les informations entre les unités et un superviseur.

L'optimisation de la gestion du stockage étant opérationnelle, nous avons pu mettre en place l'optimisation du dimensionnement.

Optimisation sur cycle de vie du dimensionnement du système de stockage

À la fin du chapitre 4, nous avons présenté la minimisation du coût sur cycle de vie du système de stockage.

Afin de prendre en compte les incertitudes des modèles de vieillissement, le nombre de remplacements a été considéré comme une variable stochastique, et c'est finalement l'espérance du coût sur cycle de vie qui est apparue comme pertinent pour la suite de l'analyse.

L'étude a été menée en faisant varier la capacité énergétique de stockage, ce qui nous a permis de déterminer un optimum minimisant pour chaque dimensionnement possible, cela afin de viser à la diminution du le coût sur cycle de vie.

Deux technologies ont été comparées : des supercondensateurs et des batteries électrochimiques lithium-ion de puissance. Bien que possédant des coûts spécifiques ramenés à la capacité de stockage très différents, il est apparu, in fine, que les deux étaient compétitives, avec un coût

sur cycle de vie et une masse embarquée très proches, les supercondensateurs semblant légèrement plus intéressants dans notre contexte.

En conclusion, la centralisation de la gestion des unités de stockage disposées dans chaque houlogénérateur a permis une considérable baisse des coûts avec un ordre de grandeur du surcoût de lissage inférieur à 1 €/MWh. En effet, les effets d'agrégation couplés à une circulation d'informations (mesures locales de puissance et d'état d'énergie) et à une coordination de la gestion peuvent mener à une réduction significative du besoin de stockage d'énergie nécessaire pour respecter les contraintes de flicker.

5.2 Poursuite des travaux en cours

Les travaux de cette thèse ayant été menés dans le cadre du projet ANR QUALIPHE, non terminé à la date de rédaction de ce mémoire, ils font l'objet de quelques prolongements.

Suite en cours sur le contrôle

On peut tout d'abord citer le travail d'Emmanuel Bernuau, post-doctorant à l'IRCCyN et au LHEEA sur l'adaptation du contrôle MPC décrit dans le chapitre 2, ainsi que des travaux sur la prédiction effectués dans la thèse de par Christophe Laluc [72] afin de mettre en œuvre le contrôle avec un observateur et une prédiction.

Ces travaux pourraient permettre, tout d'abord, de comparer le MPC dans un contexte plus réaliste à d'autres contrôles déjà étudiés dans la littérature, et de mettre en évidence ses avantages et inconvénients. De plus, la récente mise en place d'une expérimentation de bouée pilonnante à échelle réduite au sein du LHEEA, dans le cadre des travaux de thèse de Romain Genest [27], pourra permettre des tests du MPC en bassin.

Banc expérimental d'émulation de la chaîne de conversion avec lissage

Durant la thèse, un banc de test a été conçu pour valider, à échelle réduite, les modèles énergétiques et électriques du système de stockage ainsi que la faisabilité technique et la mise en œuvre pratique des lois de gestion établies. Sa mise en œuvre a pris du retard et les résultats n'ont pas pu être présentés dans cette thèse. L'ordre de grandeur de la puissance électrique mise en jeu est de 1 kW. Le banc de test utilise un redresseur triphasé actif afin d'émuler une production houlogénérée. Un onduleur sur le même bus continu aura un rôle similaire à l'onduleur côté réseau de l'houllogénérateur, avec notamment la régulation de la tension du bus continu et l'injection au réseau de courants sinusoïdaux, avec un éventuel réglage de la puissance réactive. Enfin, un banc de supercondensateurs (technologie Maxwell, 49 F sous 100 V) est connecté via un hacheur au bus continu afin de tester la fonction de lissage. L'ensemble est instrumenté, notamment avec un wattmètre Zimmer LMG500.

La finalisation de la mise en place de ce banc de test ainsi que les études liées à ce matériel ont été confiées à Abdallah Darkawi, post-doctorant au SATIE recruté sur le projet QUALIPHE.

5.3 Perspectives générales

Pour terminer ce chapitre, nous proposons quelques pistes de travaux de recherche qui se dégagent plus ou moins directement de nos travaux. Nous les présentons pour les court et moyen termes.

Perspectives sur la comparaison fiabiliste d'architectures d'électronique de puissance

Nous avons pu mettre en place, dans le chapitre 4, un dimensionnement fiabiliste de l'électronique de puissance. Or, nous avons étudié uniquement une architecture très simple pour une machine triphasée.

Mais cette méthodologie pourrait aussi permettre de comparer des architectures différentes, facilitant la redondance, comme des schémas d'alimentation double-étoile, pintaphasé, ou encore hexaphasé. Ces études seraient bien sûr fortement couplées au dimensionnement de la machine.

Perspectives sur la corrélation des puissances produites par différentes unités

Nous avons partiellement vérifié que, lorsque les unités de production sont suffisamment éloignées les unes des autres et qu'elles sont bien réparties, leurs profils de production sont sensiblement indépendants. Ceci ne serait plus vrai bien sûr si l'on réduisait la distance entre ces différentes unités, comme cela peut être le cas pour des houlogénérateurs semblables au Waves-tar, où une structure commune relie des actionneurs que l'on ne peut plus considérer comme assez distants pour que les productions soient indépendantes.

Dans ce contexte, il semble donc assez important d'étudier la corrélation entre les différentes productions afin de qualifier les problèmes de qualité de l'énergie. De plus, il semble beaucoup moins pertinent de négliger les interactions hydrodynamiques entre les unités (ce que nous avons fait) dans ce cadre, ce qui justifie des études couplées plus poussées que ce que nous avons pu proposer.

Perspectives sur le couplage entre contrôle de la récupération et lissage

Nous avons pu observer, dans le chapitre 4, que la centralisation de la gestion des systèmes de stockage localisés dans chaque unité permettait de grandement réduire la capacité énergétique nécessaire pour lisser la production d'une ferme de houlogénérateurs. Nous avons aussi vu l'utilité de disposer de la connaissance de l'énergie mécanique stockée dans le contrôle d'un houlogénérateur direct dans le chapitre 2.

Partant de ces deux constats, il est intéressant d'exploiter l'énergie mécanique stockée (potentielle et cinétique) dans les houlogénérateurs directs afin de lisser la production d'une ferme, avec une gestion centralisée des énergies mécaniques. Il apparaîtrait alors probablement un compromis intéressant entre la puissance moyenne produite par la ferme, à maximiser, et les fluctuations de puissance, à minimiser.

Perspectives sur la conception globale d'une ferme de houlogénérateurs

Comme nous avons pu le voir dans la section 3.2.4, le choix de l'installation d'un système de stockage au cœur des unités, au niveau de la sous-station ou au niveau du point de connexion influence fortement le dimensionnement des câbles et de l'architecture globale de la ferme.

Mais ces multiples choix n'ont pas pu être comparés durant cette thèse. Nous proposons de concevoir et de dimensionner une ferme, en se penchant en particulier sur le dimensionnement des câbles, incluant les coûts d'investissement et des pertes largement influencées par les fluctuations de puissance. Les aspects fiabilistes pourraient également être traités dans ce travail, avec les choix de redondance dans la connexion des différentes unités, comme cela a été étudié dans [149].

Perspectives sur la conception thermique des houlogénérateurs

Nous avons pu vérifier l'importance du vieillissement des composants sur le coût sur cycle de vie d'un tel système. Or, l'un des paramètres les plus influents est la température, et donc indirectement, la température ambiante et les systèmes de dissipation. Nous avons ici fait la plupart de nos études avec des hypothèses sur une température ambiante assez arbitraires (même si nous avons effectué des analyses de sensibilité). Or il semble évident qu'il existe des effets saisonniers, avec par exemple des corrélations entre états de mer et température ambiante, mais aussi des effets liés à la situation géographique. Une connaissance suffisante de ces informations permettrait sans doute de mieux optimiser les systèmes de dissipation des pertes.

En outre, on peut aisément remarquer qu'il devrait être possible de profiter d'une source froide de température possédant une inertie importante, celle de l'environnement marin. L'optimisation des systèmes de dissipation, toujours sous contrainte de fiabilité, pourrait constituer un problème scientifique d'autant plus intéressant qu'il existe un fort couplage avec le dimensionnement des composants de la chaîne électrique eux-mêmes.

Perspectives sur les services auxiliaires d'un stockage pour le réseau

Nous avons pu voir, dans le chapitre 3, que l'ajout de systèmes de stockage à une ferme de houlogénérateurs peut s'avérer nécessaire pour le respect de la contrainte de flicker.

Même si nous avons vu que la gestion centralisée permettait d'arriver à un surcoût faible (ramené au MWh) de la fonction de lissage, sa rentabilisation pourrait être améliorée en apportant de potentiels services à la communauté (autres consommateurs, gestionnaire réseau...) tels que des services auxiliaires (gestion du plan de tension, participation à la réserve primaire de fréquence) facilitant la gestion du réseau d'électricité.

Ces services auxiliaires sont néanmoins très encadrés, et pilotés habituellement par le gestionnaire réseau. Ainsi, dans ce contexte, la problématique de la gestion couplée d'un lissage et de services auxiliaires s'avère un problème tout autant technique que réglementaire.

Perspectives sur les réseaux côtiers et insulaires

Nous avons pu constater la faiblesse de certains réseaux côtiers ou insulaires lors de nos études du chapitre 3.

Cette vulnérabilité face aux fluctuations de puissance n'est pas liée intrinsèquement à la houlogénération. Et il est donc pertinent d'étudier l'impact d'autres acteurs (consommateurs ou producteurs), comme les véhicules électriques ou la production décentralisée éolienne ou photovoltaïque, sur ce type de réseau afin d'identifier d'éventuels problèmes et d'y apporter des solutions.

Ce sujet a, à l'heure actuelle, déjà commencé, dans le cadre du financement Marie Curie d'Anne Blavette, arrivée au laboratoire SATIE en janvier 2015.

Perspectives de la houlogénération au sein de systèmes collaboratifs (centrales virtuelles) sur le réseau

Les perspectives offertes par la collaboration de différents acteurs dans un contexte réseau constituent des clés importantes pour une gestion plus intelligente du réseau. Ces collaborations peuvent être directes (comme dans l'appel d'offres *éolien et stockage*, étudié dans [150]) ou plus indirectes (comme un système collaboratif entre productions solaire photovoltaïque et recharge d'une flotte de voitures électriques, étudiées par exemple dans [131]).

Des points clés à quantifier apparaissent dans de tels systèmes collaboratifs, en particulier en étudiant la qualité de la prévision des états de mer et donc de la production ainsi que la dynamique et les amplitudes typiques des erreurs de prévision, mais aussi les corrélations *naturelles* de la production avec d'autres moyens de production ou avec des profils de consommation. Ces points pourraient ainsi être étudiés afin d'inscrire la houlogénération dans de tels systèmes collaboratifs.

Annexe A

Présentation du houlogénérateur SEAREV

Le principe du houlogénérateur SEAREV a été élaboré au Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique (anciennement connu sous le nom de Laboratoire de Mécanique des Fluides) de l'École Centrale de Nantes. Une collaboration a été mise en place depuis 2002 avec le laboratoire SATIE de l'École Normale Supérieure de Cachan, afin d'étudier une solution de conversion électromécanique composée d'une génératrice électrique en entraînement direct associée à un convertisseur électronique en lieu et place d'une solution oléopneumatique prévue initialement [151]. Cette solution est illustrée par la figure A.1.

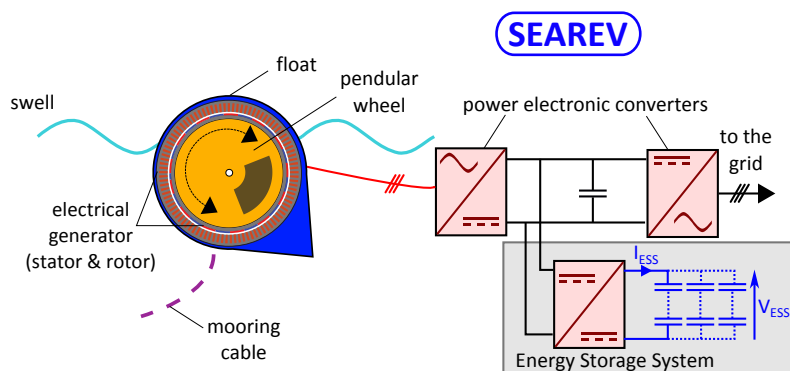


FIGURE A.1 – Schéma de principe du SEAREV dans sa version tout électrique avec une génératrice synchrone à aimants permanents annulaire à grand nombre de paires de pôles et un système de stockage éventuel pour le respect d'une contrainte en flicker

À l'heure actuelle, seul un prototype à l'échelle 1/12^{ème} a permis de valider le principe, les autres maquettes, réalisées à plus petite échelle, étant destinées à des études de tenue à la mer et d'ancrage. La géométrie de la version DES179 à l'échelle 1 du concept SEAREV (aussi appelé G21 dans [151]) est illustrée par la figure A.2 : des dimensions de 30 m sur 10 m, un déplacement d'environ 2000 tonnes (200 tonnes pour la coque du flotteur, 300 tonnes pour la roue pendulaire, le reste étant du ballast composé essentiellement d'eau de mer) qui permettraient de produire une puissance moyenne (sur un état de mer) maximale d'environ 600 kW. La productivité annuelle dépend bien sûr très fortement des caractéristiques de la ressource houlomotrice du site d'implantation en mer.

A Présentation du houlogénérateur SEAREV

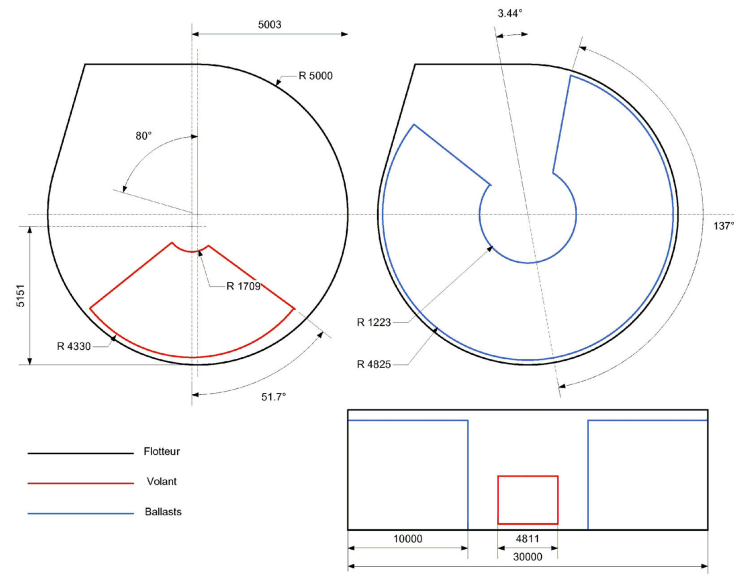


FIGURE A.2 – Géométrie DES179 du concept SEAREV (Source : LHEEA École Centrale de Nantes)

Le SEAREV est constitué d'un flotteur clos mis en mouvement par la houle. A l'intérieur de celui-ci, un volant pendulaire (à masse excentrée), oscille par rapport au flotteur. Dans la version tout-électrique, une génératrice électrique (machine synchrone à aimants) en entraînement direct, permet de convertir l'énergie mécanique du volant pendulaire en énergie électrique et amortit alors le mouvement relatif entre le flotteur et le volant pendulaire. On peut reprendre les différentes classifications mises en place dans le chapitre 1 pour décrire cette technologie de houlogénérateur :

- positionnement par rapport à la côte : offshore ;
- ancrage : souple ;
- orientation : terminateur ;
- principe : système à corps mus par la houle (ou houlogénérateur direct) ;
- axes de déplacement : pilonnement, cavalement, tangage ;
- axe de récupération : tangage ;
- chaîne de conversion : entraînement direct.

Ce système possède certaines caractéristiques originales qui le distinguent des autres houlogénérateurs :

- Toutes les parties mobiles, tous les composants technologiques et autres parties vulnérables à l'environnement marin sont maintenues à l'abri, dans le flotteur.
- Le volant pendulaire pivote librement autour de son axe de rotation. Aucune butée mécanique ne limite l'excursion du mouvement.
- Le concept permet l'utilisation d'une génératrice électrique tournante.

Les travaux de thèse d'Aurélien Babarit [74] ont porté sur la modélisation hydrodynamique et mécanique du SEAREV. À partir de cette modélisation, une étude d'un contrôle optimal par Latching a été menée. La latching consiste à bloquer la pendulation de la roue interne quand la vitesse s'annule puis de le relâcher au bout d'un temps qui doit être judicieusement déterminé. La production d'énergie se fait entre deux instants de latching (blocage) selon une loi d'amortissement visqueux. Le contrôle optimal par latching nécessite une chaîne de conversion qui permette le blocage de la roue pendulaire. Des optimisations de forme ont aussi été entreprises durant cette

thèse pour déterminer la meilleure forme de la surface mouillée du flotteur ainsi que la géométrie interne du système (masse, taille, position de la roue pendulaire), et trouver les solutions offrant la meilleure productivité pour le déplacement (poids total) le plus faible possible.

Côté génie électrique, les thèses de Marie Ruellan et Judicaël Aubry [9], [13] se sont déroulées au SATIE et ont porté sur le dimensionnement d'un ensemble convertisseur-machine pour une version tout-électrique du SEAREV. Le dimensionnement de cet ensemble a été formalisé sous la forme d'un problème d'optimisation ayant pour objectif de minimiser le coût de la chaîne électrique et maximiser l'énergie convertie, puis de minimiser le coût de revient de l'énergie produite. Parmi les principales hypothèses prises pour effectuer ces optimisations, on peut citer que les calculs magnétiques ont utilisé un modèle analytique linéaire, les propriétés des matériaux étaient supposés indépendants de la température d'échauffement. Les principales contraintes sont une induction maximale dans les tôles et des contraintes d'échauffement. Dans les versions définitives de ces optimisations, 13 variables étaient prises en compte :

- 2 variables pour définir le contrôle de la récupération de type frottement visqueux écrêté : coefficient d'amortissement visqueux et valeur de la puissance d'écrêtage ;
- 9 variables pour définir la géométrie de la génératrice (8 sont présentées sur la figure A.3, la neuvième étant la longueur axiale de la machine) ;
- 1 variable pour la puissance apparente du convertisseur statique ;
- 1 variable pour définir le bobinage, interface entre convertisseur et machine (nombre de conducteurs par encoche).

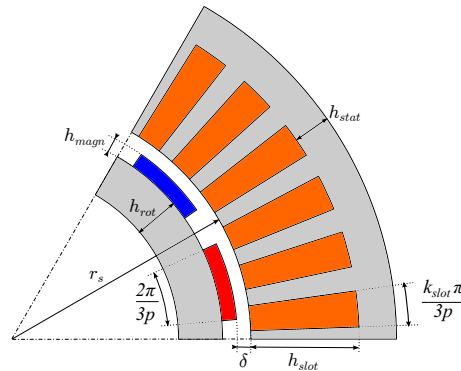


FIGURE A.3 – Paramétrisation géométrique d'une paire de pôles de la génératrice synchrone à aimants permanents [9]

La solution présentée dans la thèse de Judicaël Aubry [9], et retenue dans nos travaux, est présentée dans la table A.1.

Afin de quantifier les performances d'un ensemble machine-convertisseur, avait été développée précédemment [9] une optimisation des courants dans la machine, dans un repère de Park (l'axe d, direct, correspond à l'axe électrique des aimants, l'axe q correspondant à l'axe en quadrature direct avec ce dernier). Pour chaque point de fonctionnement couple-vitesse, il fallait donc définir les courants i_d et i_q .

La machine étant à pôles lisses, la composante i_q est directement proportionnelle au couple. Il ne restait donc plus qu'à déterminer la composante i_d . La valeur du courant d'axe direct a été optimisée pour minimiser l'ensemble des pertes de la chaîne de conversion (pertes fer, pertes Joule et pertes dans les semiconducteurs de puissance). Mais cette optimisation devait respecter un certain nombre de contraintes, rappelées dans la table A.2 :

TABLE A.1 – Dimensionnement retenu pour l'ensemble machine-convertisseur [9]

Symbole	Description	Valeur
β	Coefficient d'amortissement visqueux	4 MNm/(rad/s)
P_{lev}	Puissance d'écrtage	1,1 MW
l_{stack}	Longueur de l'empilement de tôles	556 mm
p	Nombre de paires de pôles	124
r_s	Rayon d'alésage	4,787 m
δ	Longueur de l'entrefer	5,1 mm
h_{magn}	Hauteur des aimants	14.2 mm
h_{rot}	Hauteur de la culasse rotorique	19 mm
h_{slot}	Hauteur des encoches	171 mm
h_{stat}	Hauteur de la culasse statorique	22 mm
k_{slot}	Coefficient de largeur d'encoche	54 %
S_{conv}	Puissance apparente du convertisseur	1,2,MVA
n_{cond}	Nombre de conducteurs par encoche	3

- celles liées au convertisseur (courant nominal du convertisseur, et tension du bus continu qui limite la valeur efficace de la tension aux bornes des phases de la machine) ;
- celles liées à la machine (désaimantation des aimants, induction maximale dans les tôles).

La mise en œuvre pratique de la résolution de cette optimisation sous contrainte se fait par une évaluation exhaustive de 100 valeurs différentes de i_d , sous forme de calcul matriciel, très efficacement résolu par Matlab. Cette méthode permet, par rapport à des optimisations stochastiques, d'avoir des résultats stables et répétables, et comparé à d'autres méthodes d'optimisations déterministes, de ne pas avoir de problème d'optimums locaux. Si des points de fonctionnement ne permettent pas d'atteindre un point de fonctionnement prévu, cela signifie que ce dernier est inatteignable avec le dimensionnement testé. Cela permettrait de rejeter certaines solutions où le contrôle prévu n'était pas cohérent avec les paramètres de l'ensemble machine-convertisseur.

TABLE A.2 – Contraintes lors de l'optimisation de la composante i_d du courant dans la machine

Contraintes liées au convertisseur	
Tension de bus continu	1300 V
Puissance apparente du convertisseur	1.2 MVA
Valeur efficace maximale du courant	1000 A
Valeur efficace maximale de la tension simple	400 V
Contraintes liées à la machine	
Induction rémanente des aimants NdFeB	1 T
Champ coercitif des aimants NdFeB	760 kA/m
Induction maximale dans les tôles Fe-Si (typeM800-65A)	1.5 T

Bibliographie

- [1] B. MULTON, O. GERGAUD, G. ROBIN et H. BEN AHMED, “Consommation d’énergie et ressources énergétiques”, *Techniques de l’ingénieur Traités de Génie Electrique*, t. D3900, p. 1–14, 2003.
- [2] J. CRUZ, *Ocean wave energy : current status and future perspectives*. Springer Verlag, 2008.
- [3] A. BABARIT, J.-M. ROUSSET, H. MOUSLIM, J. AUBRY, H. BEN AHMED et B. MULTON, “La récupération de l’énergie de la houle, Partie 1 : Caractérisation de la ressource et bases de l’hydrodynamique.”, *revue 3EI*, p. 17–25, 2009.
- [4] W. a. HERMANN, “Quantifying global exergy resources”, *Energy*, t. 31, p. 1349–1366, 2006.
- [5] M. GUNNAR, S. BARSTOW, A. KABUTH et M. T. PONTES, “Assessing the global wave energy potential”, in *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 2010, p. 1–8.
- [6] K. GUNN et C. STOCK-WILLIAMS, “Quantifying the global wave power resource”, *Renewable Energy*, t. 44, p. 296–304, 2012.
- [7] T. W. THORPE, “A Brief Review of Wave Energy”, rapp. tech. May, 1999, p. 200.
- [8] R. E. HARRIS, L. JOHANNING et J. WOLFRAM, “Mooring systems for wave energy converters : A review of design issues and choices”, in *3rd International Conference on Marine Renewable Energy*, 2004, p. 1–10.
- [9] J. AUBRY, “Optimisation du dimensionnement d’une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs. Application au houlogénérateur SEAREV.”, thèse de doctorat, thèse de doctorat de l’Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2011. adresse : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00662488>.
- [10] AQUA-RET PROJECT, *Ressources*. adresse : www.aquaret.com/.
- [11] J. CHAPLIN, V. HELLER, F. FARLEY, G. HEARN et R. RAINEY, “Laboratory testing the Anaconda”, p. 403–424, 2011.
- [12] A. F. O. FALCÃO, “Part 2 Introduction to Wave Energy Conversion”, n° April, p. 18–19, 2012.
- [13] M. RUELLAN, “Méthodologie de dimensionnement d’un système de récupération de l’énergie des vagues”, thèse de doct., Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2007. adresse : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00239367/>.
- [14] J. V. RINGWOOD, G. BACELLI et F. FUSCO, “Energy-Maximizing Control of Wave-Energy Converters : The Development of Control System Technology to Optimize Their Operation”, *Control Systems Magazine, IEEE*, t. 34, n° 5, p. 30–55, sept. 2014.

- [15] S. OLAYA, J. M. BOURGEOT et M. BENBOUZID, "Modelling and preliminary studies for a self-reacting point absorber WEC", *2014 1st International Conference on Green Energy, ICGE 2014*, p. 14–19, 2014.
- [16] T. KOVALTCHOUK, B. MULTON, H. BEN AHMED, F. RONGÈRE, A. GLUMINEAU et J. AUBRY, "Influence of control strategy on the global efficiency of a Direct Wave Energy Converter with electric Power Take-Off", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, mar. 2013, p. 1–10.
- [17] R. GENEST, F. BONNEFOY, A. H. CLÉMENT et A. BABARIT, "Effect of non-ideal power take-off on the energy absorption of a reactively controlled one degree of freedom wave energy converter", *Applied Ocean Research*, t. 48, p. 236–243, oct. 2014.
- [18] T. STRAGER, A. MARTIN DIT NEUVILLE, P. FERNÁNDEZ LÓPEZ et al., "Optimising Reactive Control in Non-Ideal Efficiency Wave Energy Converters", in *Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, San Francisco, 2014, p. 1–8.
- [19] E. TEDESCHI et M. MOLINAS, "Control Strategy of Wave Energy Converters Optimized under Power Electronics Rating Constraints", in *International Conference on Ocean Energy*, Bilbao, 2010, p. 3–8.
- [20] E. TEDESCHI, M. CARRARO, M. MOLINAS et P. MATTAVELLI, "Effect of Control Strategies and Power Take-Off Efficiency on the Power Capture From Sea Waves", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, t. 26, n° 4, p. 1088–1098, déc. 2011.
- [21] E. TEDESCHI et M. MOLINAS, "Tunable Control Strategy for Wave Energy Converters With Limited Power Takeoff Rating", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, t. 59, n° 10, p. 3838–3846, oct. 2012.
- [22] J. SJOLTE, C. SANDVIK, E. TEDESCHI et M. MOLINAS, "Exploring the Potential for Increased Production from the Wave Energy Converter Lifesaver by Reactive Control", *Energies*, t. 6, n° 8, p. 3706–3733, juil. 2013.
- [23] A. BOZZETTO et E. TEDESCHI, "Wave Power Extraction with Constrained Power Take-Off : Single Capture vs . Double Capture Point Absorbers", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2014, p. 1–7.
- [24] E. VIDAL SÁNCHEZ, R. HJERM HANSEN et M. MEJLHEDE KRAMER, "Early Performance Assessment of the Electrical Output of Wavestar ' s prototype", *Proceedings of the 4th International Conference on Ocean Engineering (ICOE 2012)*, p. 1–6, 2012.
- [25] —, "Control Performance Assessment and Design of Optimal Control to Harvest Ocean Energy", *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, t. 40, n° 1, p. 1–12, 2014.
- [26] P. KRACHT, S. PEREZ-BECKER, J. B. RICHARD et B. FISCHER, "First Results from Wave Tank Testing of different Control Strategies for a Point Absorber Wave Energy Converter", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2014.
- [27] R. GENEST, "Développement et validation expérimentale de stratégies de contrôle des récupérateurs de l'énergie des vagues", thèse de doct., Thèse de doctorat de l'Ecole Centrales de Nantes, 2014, p. 1–157.
- [28] S. S. NGU, D. G. DORRELL et C. COSSAR, "Design and operation of very slow speed generators for a bristol cylinder sea wave generating device", *IEEE Transactions on Industry Applications*, t. 50, n° 4, p. 2749–2759, 2014.

- [29] N. HODGINS, O. KEYSAN, A. S. McDONALD et M. a. MUELLER, "Design and testing of a linear generator for wave-energy applications", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 59, n° 5, p. 2094–2103, 2012.
- [30] R. VERMAAK et M. J. KAMPER, "Design aspects of a novel topology air-cored permanent magnet linear generator for direct drive wave energy converters", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 59, n° 5, p. 2104–2115, 2012.
- [31] J. AUBRY, H. BEN AHMED et B. MULTON, "Sizing Optimization Methodology of a Surface Permanent Magnet Machine-Converter System over a Torque-Speed Operating Profile : Application to a Wave Energy Converter", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, t. 59, n° 5, p. 2116,2125, 2012.
- [32] T. KOVALTCHOUK, J. AUBRY, B. MULTON et H. BEN AHMED, "Influence of IGBT Current Rating on the Thermal Cycling Lifetime of a Power Electronic Active Rectifier in a Direct Wave Energy Converter", in *Power Electronics and Applications (EPE)*, Lille, France, 2013, p. 1–10.
- [33] J. SJOLTE, F. OLSEN et M. MOLINAS, "Reliability Analysis of IGBT Inverter for Wave Energy Converter with Focus on Thermal Cycling", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, 2014, p. 1–7.
- [34] M. MOLINAS, O. SKJERVHEIM, P. ANDREASEN, T. UNDELAND, J. r. HALS, T. MOAN et B. SORBY, "Power electronics as grid interface for actively controlled wave energy converters", in *Clean Electrical Power, International Conference on*, Capri, Italy : Ieee, mai 2007, p. 188–195.
- [35] M. MOLINAS, O. SKJERVHEIM, B. SORBY, P. ANDREASEN, S LUNDBERG et T. UNDELAND, "Power smoothing by aggregation of wave energy converters for minimizing electrical energy storage requirements", in *European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC)*, Porto, Portugal, 2007, p. 3–8.
- [36] A. E. KIPRAKIS, A. J. NAMBIAR, D. I. M. FOREHAND et A. R. WALLACE, "Modelling arrays of wave energy converters connected to weak rural electricity networks", in *Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN*, Nanjing, 2009, p. 1–7.
- [37] A. J. NAMBIAR, A. E. KIPRAKIS et A. R. WALLACE, "Quantification of voltage fluctuations caused by a wave farm connected to weak, rural electricity networks", in *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Bergamo, Italy, sept. 2010, p. 1–8.
- [38] —, "Voltage quality control of a 1MW wave farm connected to weak, rural electricity networks", in *Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cardiff, Wales, 2010, p. 1–5.
- [39] A. BLAVETTE, D. L. O'SULLIVAN, A. W. LEWIS et M. G. EGAN, "Impact of a wave farm on its local grid : Voltage limits, flicker level and power fluctuations", in *OCEANS*, yeosu, korea, 2012, p. 1–9.
- [40] A. BLAVETTE, D. L. O'SULLIVAN, T. W. LEWIS et M. G. EGAN, "Dimensioning the equipment of a wave farm : Energy storage and cables", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, mar. 2013, p. 1–9.
- [41] A. BLAVETTE, "Grid Integration of Wave Energy & Generic Modelling of Ocean Devices for Power System Studies", thèse de doct., University College Cork, 2013.

- [42] A. BLAVETTE, D. L. O'SULLIVAN, R. ALCORN, T. W. LEWIS et M. G. EGAN, "Impact of a Medium-Size Wave Farm on Grids of Different Strength Levels", *Power Systems, IEEE Transactions on*, t. 29, n° 2, p. 917–923, mar. 2014.
- [43] A. BLAVETTE, R. ALCORN, M. G. EGAN, D. L. O'SULLIVAN, M. MACHMOUM et T. LEWIS, "A novel method for estimating the flicker level generated by a wave energy farm composed of devices operated in variable speed mode", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, mar. 2014, p. 1–5.
- [44] S. ARMSTRONG, D. MOLLAGHAN et R. ALCORN, "Effect of Wave Farm Aggregation on Power System Stability", in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2014 IEEE 5th International Symposium on*, Galway, Ireland, juin 2014, p. 1–6.
- [45] M. SANTOS-MUGICA, A. BLAVETTE, E. TEDESCHI, D. L. O'SULLIVAN et F. SALCEDO, "Case Study on the benefits of energy storage for power quality enhancement : point absorber arrays", in *International Conference on Ocean Engineering (ICOE)*, Dublin, 2012, p. 1–6.
- [46] M. SANTOS-MUGICA, E. ROBLES, A. G. ENDEGNANEW, E. TEDESCHI et J. GIEBHARDT, "Grid integration and power quality testing of Marine Energy Converters : Research Activities in the MARINET project", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, 2014.
- [47] E. TEDESCHI et M. SANTOS-MUGICA, "Modeling and Control of a Wave Energy Farm Including Energy Storage for Power Quality Enhancement : the Bimep Case Study", *Power Systems, IEEE Transactions on*, t. 29, n° 3, p. 1489–1497, mai 2013.
- [48] E. TEDESCHI, J. SJOLTE, M. MOLINAS et M. SANTOS, "Stochastic Rating of Storage Systems in Isolated Networks with Increasing Wave Energy Penetration", *Energies*, t. 6, n° 5, p. 2481–2500, mai 2013.
- [49] D. B. MURRAY, J. G. HAYES, D. L. O'SULLIVAN et M. G. EGAN, "Supercapacitor testing for power smoothing in a variable speed offshore Wave Energy Converter", *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, t. 37, n° 2, p. 301–308, 2012.
- [50] G. L. PARK, A. I. SCHÄFER et B. S. RICHARDS, "Renewable energy-powered membrane technology : Supercapacitors for buffering resource fluctuations in a wind-powered membrane system for brackish water desalination", *Renewable Energy*, t. 50, p. 126–135, fév. 2013.
- [51] J. AUBRY, P. BYDŁOWSKI, B. MULTON, H. BEN AHMED et B. BORGARINO, "Energy Storage System Sizing for Smoothing Power Generation of Direct Wave Energy Converters", in *3rd International Conference on Ocean Energy*, Bilbao, oct. 2010, p. 1–7.
- [52] T. YOSHIDA, M. SANADA, S. MORIMOTO et Y. INOUE, "Study of flywheel energy storage system for power leveling of wave power generation system", in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), International conference on*, Sapporo, Japan, oct. 2012, p. 1–5.
- [53] Z. NIE, X. XIAO, Q. KANG, R. AGGARWAL, H. ZHANG et W. YUAN, "SMES-Battery Energy Storage System for Conditioning Outputs From Direct Drive Linear Wave Energy Converters", *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, t. 23, n° 3, p. 1–5, juin 2013.
- [54] T. KOVALTCHOUK, B. MULTON, H. BEN AHMED, J. AUBRY et P. VENET, "Enhanced aging model for supercapacitors taking into account power cycling : Application to the sizing of an Energy Storage System in a Direct Wave Energy Converter", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, mar. 2014, p. 1–10.

- [55] T. KOVALTCHOUK, K. AUDOUX, S. ROULAND, J. AUBRY, H. BEN AHMED et B. MULTON, “Lissage d’une production houlogénérée : gestion et dimensionnement d’un système de stockage par supercondensateurs sous contrainte de flicker”, in *Symposium de Génie électrique*, Cachan, France, juil. 2014, p. 1–9.
- [56] A. BABARIT, “On the park effect in arrays of oscillating wave energy converters”, *Renewable Energy*, t. 58, p. 68–78, oct. 2013.
- [57] F. SHARKEY, M. CONLON et K. GAUGHAN, “Investigation of Wave Farm Electrical Network Configurations”, in *World Renewable Energy Congress*, Linköping, Sweden, nov. 2011, p. 2222–2229.
- [58] G. DALTON, D. MADDEN et M. C. DALY, “Life Cycle Assessment of the Wavestar”, *2014 Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, p. 1–9, 2014.
- [59] W. CUMMINS, “The Impulse Response Function and Ship Motions”, in *Symposium on Ship Theory*, Hamburg, 1962.
- [60] CVX : *Matlab Software for Disciplined Convex Programming*. adresse : <http://cvxr.com/cvx/>.
- [61] “The Specialist Committee on Stability in Waves”, in *23rd International Towing Tank Conference*, t. II, 2011, p. 523–560.
- [62] J FALNES, *Ocean Waves and Oscillating Systems : Linear Interaction Including Wave Energy Extraction*, Cambridge, UK. 2002.
- [63] A. H. CLÉMENT et A. BABARIT, “Discrete control of resonant wave energy devices.”, *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, t. 370, n° 1959, p. 288–314, jan. 2012.
- [64] A. BABARIT et J. r. HALS, “On the maximum and actual capture width ratio of wave energy converters”, in *EWTEC 2011 Proceedings*, 2011.
- [65] P. C. BINH, D. Q. TRUONG et K. K. AHN, “A study on wave energy conversion using direct linear generator”, *International Conference on Control, Automation and Systems*, p. 64–69, 2012.
- [66] A. H. CLÉMENT et A. BABARIT, “Discrete control of resonant wave energy devices.”, *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, t. 370, n° 1959, p. 288–314, jan. 2012.
- [67] D VAL et P BEIR, “Reactive control and phase and amplitude control applied to the Archimedes Wave Swing”, *Evolution*, 2007.
- [68] J. MACKI et A. STRAUSS, *Introduction to Optimal Control Theory*. Springer New York, 1982.
- [69] M. DE PINHO, R. VINTER et H. ZHENG, “A maximum principle for optimal control problems with mixed constraints”, *IMA Journal of Mathematical Control and Information*, t. 18, p. 189–205, 2001.
- [70] G. LI, G. WEISS, M. MUELLER, S. TOWNLEY et M. R. BELMONT, “Wave energy converter control by wave prediction and dynamic programming”, *Renewable Energy*, t. 48, p. 392–403, déc. 2012.
- [71] E ABRAHAM et E. C KERRIGAN, “Optimal active control of a wave energy converter”, in *Decision and Control (CDC), 2012 IEEE 51st Annual Conference on*, Maui (USA) : Ieee, déc. 2012, p. 2415–2420.

- [72] C. LALUC, S. MOUSSAOUI, J. IDIER et A. CLÉMENT, “Prédiction court-terme de la hauteur des vagues pour la commande d’un houlogénérateur”, in *GRETSI 2013*, 2013, p. 1–4.
- [73] A. BABARIT, H. BEN AHMED, A. H. CLÉMENT, V DEBUSSCHERE, G DUCLOS, B. MULTON et G ROBIN, “Simulation of electricity supply of an Atlantic island by offshore wind turbines and wave energy converters associated with a medium scale local energy storage”, *Renewable Energy*, t. 31, n° 2, p. 153–160, fév. 2006.
- [74] A. BABARIT, “Optimisation Hydrodynamique et Contrôle Optimal d’un Récupérateur de l’Energie des Vagues”, thèse de doct., Université de Nantes, avr. 2005.
- [75] IEC 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4 : Testing and measurement techniques - Section 15 : Flickermeter - Functional and design specifications*, 2003.
- [76] R WIERDA, “Flicker ou scintillement des sources lumineuses”, *Cahier Technique Merlin Gerin CT176*, 1995.
- [77] J. COURAULT, G. de PREVIL et J.-L. SANHET, “Fluctuations de tension et flicker : Évaluation et atténuation (partie 1)”, *Techniques de l’ingénieur Génie électrique*, t. 8, n° D4316, p. 1–10, 2002.
- [78] E. F. FUCHS et M. A. S. MASOUM, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Academic Press, 2011.
- [79] P. JOURDAN, *Flickermeter Simulator*, 2009. adresse : <http://www.mathworks.fr/matlabcentral/fileexchange/24423-flickermeter-simulator> (visité le 18 déc. 2014).
- [80] IEC 1000-3-7, “Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication”, International Electrotechnical Commission (IEC), rapp. tech., 1996.
- [81] F. DECREE, “Arrêté of 23 April 2008 on the technical design and operation for the connection of a power generation facility to a public electricity network of distribution in low or medium voltage (in french)”, *JORF*, t. 98, 2011.
- [82] ESB NETWORKS, “Distribution Code”, rapp. tech., 2014.
- [83] SYSTEM UTILISATION CONSULTANCY GROUP, “Engineering Recommendation P28 : Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial, Commercial and Domestic Equipment in the United Kingdom”, in *Electricity Council Engineering Management Conference*, 1989.
- [84] ENERGINET.DK, “Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11kW”, *Energinet.dk*, rapp. tech., 2010, p. 1–74.
- [85] IEC 61400-21, *Wind turbine generator systems - Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, 2001.
- [86] T. SUN, Z. CHEN et F. BLAABJERG, “Flicker Study on Variable Speed Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generators”, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, t. 20, n° 4, p. 896–905, déc. 2005.
- [87] M. AMMAR et G JOÓS, “Impact of distributed wind generators reactive power behavior on flicker severity”, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, t. 28, n° 2, p. 425–433, 2013.
- [88] L. FRERIS et D. INFELD, *Renewable energy in power systems*. Wiley, 2008.

- [89] D. P. CASHMAN, D. L. O’SULLIVAN, M. G. EGAN et J. G. HAYES, “Modelling and Analysis of an Offshore Oscillating Water Column Wave Energy Converter”, in *European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC)*, Uppsala, Sweden, 2009, p. 924–933.
- [90] N EBUCHI et S KIZU, “Probability Distribution of Surface Wave Slope Derived Using Sun Glitter Images from Geostationary Meteorological Satellite and Surface Vector Winds from Scatterometers”, *Journal of oceanography*, t. 58, p. 477–486, 2002.
- [91] P. HAESSIG, B. MULTON, H. BEN AHMED, S. LASCAUD et L. JAMY, “Aging-aware NaS battery model in a stochastic wind-storage simulation framework”, in *PowerTech, IEEE*, Grenoble, 2013.
- [92] B. VULTURESCU, R. TRIGUI, R. LALLEMAND et G. COQUERY, “Implementation and test of a hybrid storage system on an electric urban bus”, *Transportation Research Part C : Emerging Technologies*, t. 30, p. 55–66, mai 2013.
- [93] Z. ZHOU, F. SCUILLER, J. F. CHARPENTIER, M. BENBOUZID et T. TANG, “Grid-connected marine current generation system power smoothing control using supercapacitors”, in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, oct. 2012, p. 4035–4040.
- [94] N. MENDIS, K. M. MUTTAQI et S. PERERA, “Management of Low- and High-Frequency Power Components in Demand-Generation Fluctuations of a DFIG-Based Wind-Dominated RAPS System Using Hybrid Energy Storage”, *Industry Applications, IEEE Transactions on*, t. 50, n° 3, p. 2258–2268, mai 2014.
- [95] MAXWELL TECHNOLOGIES, *Datasheet K2 Series Ultracapacitors*, 2007.
- [96] H. GUALOUS, R. GALLAY, G. ALCICEK, B. TALA-IGHIL, A. OUKAOUR, B. BOUDART et P. MAKANY, “Supercapacitor ageing at constant temperature and constant voltage and thermal shock”, *Microelectronics Reliability*, t. 50, n° 9-11, p. 1783–1788, sept. 2010.
- [97] O. BRIAT, J.-m. VINASSA, N. BERTRAND, E. H. EL BROUJI, J.-y. DELETAGE et E. WOIRGARD, “Contribution of calendar ageing modes in the performances degradation of supercapacitors during power cycling”, *Microelectronics Reliability*, t. 50, n° 9-11, p. 1796–1803, sept. 2010.
- [98] O. BOHLEN, J. KOWAL et D. U. SAUER, “Ageing behaviour of electrochemical double layer capacitors Part I. Experimental study and ageing model”, *Journal of Power Sources*, t. 172, n° 1, p. 468–475, oct. 2007.
- [99] R. KÖTZ, P. RUCH et D. CERICOLA, “Aging and failure mode of electrochemical double layer capacitors during accelerated constant load tests”, *Journal of Power Sources*, t. 195, n° 3, p. 923–928, fév. 2010.
- [100] P. KRECHANIK, “Etude de la fiabilité et du vieillissement d’un système de stockage par supercondensateurs pour l’alimentation partielle et ponctuelle d’un trolleybus grâce à la récupération de l’énergie de freinage. Approche du composant au système de stockage (french)”, thèse de doct., Université Claude Bernard Lyon 1, 2011.
- [101] P. KRECHANIK, P. VENET, A. HIJAZI et G. CLERC, “Study of Supercapacitor Ageing and Lifetime Estimation According to Voltage, Temperature and RMS Current”, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, t. 61, n° 9, p. 4895–4902, 2014.

- [102] E. L. HASSANE, E. BROUJI, J.-M. VINASSA, O. BRIAT, N. BERTRAND, J.-Y. DELETAGE et E. WOIRGARD, "Ageing assessment of supercapacitors during calendar life and power cycling tests", in *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009*, IEEE, 2009, p. 1791–1798.
- [103] L. JOHANNESSON, N. MURGOVSKI, S. EBBESEN, B. EGARDT, E. GELSO et J. HELLGREN, "Including a Battery State of Health model in the HEV component sizing and optimal control problem", in *7th IFAC Symposium on Advances in Automotive Control*, 2013, p. 398–403.
- [104] D. LINZEN, S. BULLER, E. KARDEN et R. W. DE DONCKER, "Analysis and Evaluation of Charge-Balancing Circuits on Performance, Reliability, and Lifetime of Supercapacitor Systems", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, t. 41, n° 5, p. 1135–1141, 2005.
- [105] R. GERMAN, P. VENET, A. SARI, O. BRIAT et J.-M. VINASSA, "Improved Supercapacitor Floating Ageing Interpretation Through Multi-pore Impedance Model Parameters Evolution", *Power Electronics, IEEE Transactions on*, t. 29, n° 7, p. 3669,3678, 2014.
- [106] E. H. EL BROUJI, "Prise en compte du vieillissement dans la modélisation des supercondensateurs (in french)", thèse de doct., Université Bordeaux I, 2009.
- [107] MAXWELL TECHNOLOGIES, *Application note : Maxwell Technologies® BOOSTCAP® Energy Storage Modules Life Duration Estimation*, 2007.
- [108] ALTAIRNANO, *Datasheet 24 V 60 Ah Battery Module, nano Lithium-Titanate battery module*, 2011.
- [109] B. MISBACK et ALTAIRNANO, "Large Format Li4Ti5O12 Lithium-Ion Batteries Performance and Applications", in *Li Mobile Power*, Altairnano, Boston, 2010, p. 1–13.
- [110] S. DOWNING et D. SOCIE, "Simple rainflow counting algorithms", *International Journal of Fatigue*, n° January, p. 31–40, 1982.
- [111] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, "E-1049 85 (Reapproved 2011). Standard practices for cycle counting in fatigue analysis", rapp. tech., 1985.
- [112] A. NIESLONY, "Determination of fragments of multiaxial service loading strongly influencing the fatigue of machine components", *Mechanical Systems and Signal Processing*, t. 23, n° 8, p. 2712–2721, nov. 2009.
- [113] M. MINER, "Cumulative Damage in Fatigue", *Journal of Applied Mechanics*, t. 12, A159–A164, 1945.
- [114] P. TAVNER, G. van BUSSEL et F. SPINATO, "Machine and converter reliabilities in wind turbines", *Power Electronics, Machines and Drives, 2006. The 3rd IET International Conference on*, n° April, p. 1–4, 2006.
- [115] M. BOETTCHER et F. FUCHS, "Power electronic converters in wind energy systems—Considerations of reliability and strategies for increasing availability", *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, 2011.
- [116] S. YANG, A. BRYANT, P. MAWBY, D. XIANG et P. TAVNER, "An industry-based survey of reliability in power electronic converters", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, t. 47, n° 3, p. 1441–1451, 2011.
- [117] H. HUANG, A. BRYANT et P. MAWBY, "Electro-thermal modelling of three phase inverter", in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, 2011.

- [118] L. G. REDDY, L. M. TOLBERT, B. OZPINECI, Y. XU et D. T. RIZY, "Reliability of IGBT in a STATCOM for harmonic compensation and power factor correction", *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2012. APEC 2012. Twenty-Seventh Annual IEEE*, p. 783–788, fév. 2012.
- [119] X PERPIÑÀ, L NAVARRO, X JORDÀ et M VELLVEHI, "Reliability and Lifetime Prediction for IGBT Modules in Railway Traction Chains", in *Reliability and Safety in Railway*, InTech, 2010.
- [120] ABB, "Datasheet ABB Hipak (TM) , IGBT Module 5SNE 0800M170100", 2006, adresse : www.abb.com/semiconductors.
- [121] —, "Datasheet ABB Hipak (TM) , IGBT Module 5SNA 1600N170100", 2006, adresse : www.abb.com/semiconductors.
- [122] —, "Datasheet ABB Hipak (TM) , IGBT Module 5SNA 1800E170100", n° 5, 2004. adresse : www.abb.com/semiconductors.
- [123] —, "Datasheet ABB Hipak (TM) , IGBT Module 5SNA 2400E170305", n° 5, 2012. adresse : www.abb.com/semiconductors.
- [124] M RAHIMO, W LUKASCH, C. V. ARX, A. KOPTA, R. SCHNELL, S. DEWAR et S. LINDER, "Novel Soft-Punch-Through (SPT) 1700V IGBT Sets Benchmark on Technology Curve", *PCIM Europe, Power Electronic - Components - Technology - Applications - Systems*, t. no 6, p. 1–5, 2001.
- [125] R. SCHNELL, M. BAYER et S. GEISSMANN, "Thermal Design and Temperature Ratings of IGBT Modules", 2011.
- [126] L. MEYSENC et P. BARBOSA, "Power electronics cooling effectiveness versus thermal inertia", *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 20, n° 3, p. 687–693, 2005.
- [127] E. ÖZKOL, S. HARTMANN et H. DURAN, "Load-cycling capability of HiPak (TM) IGBT modules 5SYA2043-03", *ABB Application note*, p. 1–12, 2012.
- [128] K. MAINKA, M. THOBEN et O. SCHILLING, "Lifetime calculation for power modules, application and theory of models and counting methods", in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, 2011.
- [129] A. BABARIT et A. H. CLÉMENT, "Optimal latching control of a wave energy device in regular and irregular waves", *Applied Ocean Research*, t. 28, n° 2, p. 77–91, avr. 2006.
- [130] P. HAESSIG, B. MULTON, H. BEN AHMED et S. LASCAUD, "Quelle importance du choix de la loi de gestion pour dimensionner un système de stockage d'énergie ? How important is the choice of a management rule for sizing energy storage system ? (french)", in *Symposium de Génie électrique*, Cachan (France), 2014, p. 8–10.
- [131] R. LE GOFF LATIMIER, T. KOVALTCHOUK, H. BEN AHMED et B. MULTON, "Preliminary Sizing of a Collaborative System : Photovoltaic Power Plant and Electric Vehicle Fleet", in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monaco, 2014.
- [132] V. MUSOLINO et E. TIRONI, "A comparison of supercapacitor and high-power lithium batteries", in *Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion (ESARS), 2010*, 2010, p. 1–6.

- [133] R. T. DOUCETTE et M. D. McCULLOCH, “A comparison of high-speed flywheels, batteries, and ultracapacitors on the bases of cost and fuel economy as the energy storage system in a fuel cell based hybrid electric vehicle”, *Journal of Power Sources*, t. 196, n° 3, p. 1163–1170, fév. 2011.
- [134] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC), “Electrical Energy Storage White paper”, rapp. tech. December, 2011.
- [135] Z. ZHOU, M. BENBOUZID, J. F. CHARPENTIER, F. SCULLER et T. TANG, “A review of energy storage technologies for marine current energy systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 18, p. 390–400, fév. 2013.
- [136] S. SCHOENUNG et W. HASSENZAHN, “Long-vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program”, Sandia National Laboratories, rapp. tech., 2003.
- [137] S. UPADHYAY et M. SHARMA, “A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 38, p. 47–63, oct. 2014.
- [138] F. BACCINO, F. CONTE, S. GRILLO, S. MASSUCCO et F. SILVESTRO, “An Optimal Model-Based Control Technique to Improve Wind Farm Participation to Frequency Regulation”, *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, t. PP, n° 99, p. 1–11, 2014.
- [139] A. D. HANSEN, P. SØRENSEN, F. IOV et F. BLAABJERG, “Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators”, *Renewable Energy*, t. 31, n° 7, p. 935–951, juin 2006.
- [140] G. BACELLI, P. BALITSKY et J. V. RINGWOOD, “Coordinated Control of Arrays of Wave Energy Devices — Benefits Over Independent Control”, *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, t. 4, n° 4, p. 1091–1099, 2013.
- [141] A. BABARIT, M. GUGLIELMI et A. H. CLÉMENT, “Declutching control of a wave energy converter”, *Ocean Engineering*, t. 36, n° 12-13, p. 1015–1024, sept. 2009.
- [142] S. CAUX, J. LACHAIZE, M. FADEL, P. SHOTT et L. NICOD, “Modelling and control of a Fuel Cell System and Storage Elements in transport applications”, *Journal of Process Control*, t. 15, n° 4, p. 481–491, juin 2005.
- [143] S. M. MUYEEN, R. TAKAHASHI, T. MURATA et J. TAMURA, “Integration of an Energy Capacitor System With a Variable-Speed Wind Generator”, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, t. 24, n° 3, p. 740–749, sept. 2009.
- [144] G. SUVIRE et P. MERCADO, “Active power control of a flywheel energy storage system for wind energy applications”, *IET Renewable Power Generation*, t. 6, n° 1, p. 9–16, 2012.
- [145] P. HAESSIG, T. KOVALTCHOUK, B. MULTON, H. BEN AHMED et S. LASCAUD, “Computing an Optimal Control Policy for an Energy Storage”, in *EuroScyPy*, Brussels, Belgium, août 2013, p. 1–8.
- [146] M.-J. KIM et H. PENG, “Power management and design optimization of fuel cell/battery hybrid vehicles”, *Journal of Power Sources*, t. 165, n° 2, p. 819–832, mar. 2007.
- [147] P. O’CONNOR et A. KLEYNER, *Practical Reliability Engineering*, 5th Editio, WILEY-BLACKWELL, éd., 2. 2012, t. 45, p. 512.

- [148] B. MULTON, J. AUBRY, P. HAESSIG et H. BEN AHMED, “Systèmes de stockage d’énergie électrique”, *Techniques de l’ingénieur Nouvelles technologies, énergies renouvelables et stockage*, t. base docum, n° be8100, p. 1–30, avr. 2013.
- [149] O. DAHMANI, “Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore”, thèse de doct., ’Université Nantes Angers Le Mans, 2014.
- [150] P. HAESSIG, “Dimensionnement & gestion d’un stockage d’énergie pour l’atténuation des incertitudes de production éolienne”, thèse de doct., Thèse de doctorat de l’Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2014, p. 1–171.
- [151] J. CORDONNIER, F. GORINTIN, A. DE CAGNY, A. H. CLÉMENT et A. BABARIT, “SEAREV : Case study of the development of a wave energy converter”, *Renewable Energy*, t. 80, p. 40–52, 2015.